

Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał 2020 r. **PREZENTACJA DLA INWESTORÓW**

17 listopada 2020 roku

Dane finansowe



Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[MSR, mIn PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	9 mies. 2020	9 mies. 2019	r/r
Przychody ze sprzedaży	10 320	9 343	10%	33 096	27 579	20%
w tym rekompensaty KDT*	-	1	n/d	41	-14	n/d
EBITDA	1 546	1 677	-8%	4 351	6 072	-28%
EBITDA powtarzalna**	1 574	1 634	-4%	4 691	4 933	-5%
EBIT	469	621	-24%	740	3 067	-76%
EBIT powtarzalny**	620	671	-8%	1 827	2 115	-14%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	273	471	-42%	-415	2 173	n/d
Zysk (strata) netto dla akcj. – bez odpisów**	201	230	-13%	501	2 009	-75%
CAPEX (po korektach)	1 264	1 911	-34%	3 768	4 468	-16%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	2 866	1 572	82%	8 175	4 765	72%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1 233	-1 665	-26%	-4 682	-4 851	-3%
Marża EBITDA	15%	18%	-3 p.p.	13%	22%	-9 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	15%	17%	-2 p.p.	14%	18%	-4 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)***				5 140	6 236	
Dług netto/12 mies. EBITDA				1,58 x	1,60 x	

*Przychody KDT (bez sporów sądowych), **zestawienie zdarzeń jednorazowych prezentujemy na następnej stronie, ***Core NWC = zapasy + należności z tyt. dostaw i usług - zobowiązania z tyt. dostaw i usług (w odróżnieniu od NWC jako aktywa obrotowe minus zobowiązania krótkoterminowe)

4 Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019		9 mies. 2020	9 mies. 2019
Rekompensaty KDT	-	1		41	-14
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-	-		-434	-246
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-		-40	-36
Rozwiązanie rezerwy na ryzyko zwrotu równowartości otrzymanych uprawnień do emisji CO2 w ZEDO	-	-		121	-
Dodatkowe uprawnienia do emisji EUA	-	42		-	1 435
Program Dobrowolnych Odejść	-28	-		-28	-
Zdarzenia jednorazowe na poziomie EBITDA	-28	43		-340	1 139
Odpisy RAT i WN (brutto)*	-123	-93		-747	-187
Zdarzenia jednorazowe na poziomie EBIT	-151	-50		-1 087	952

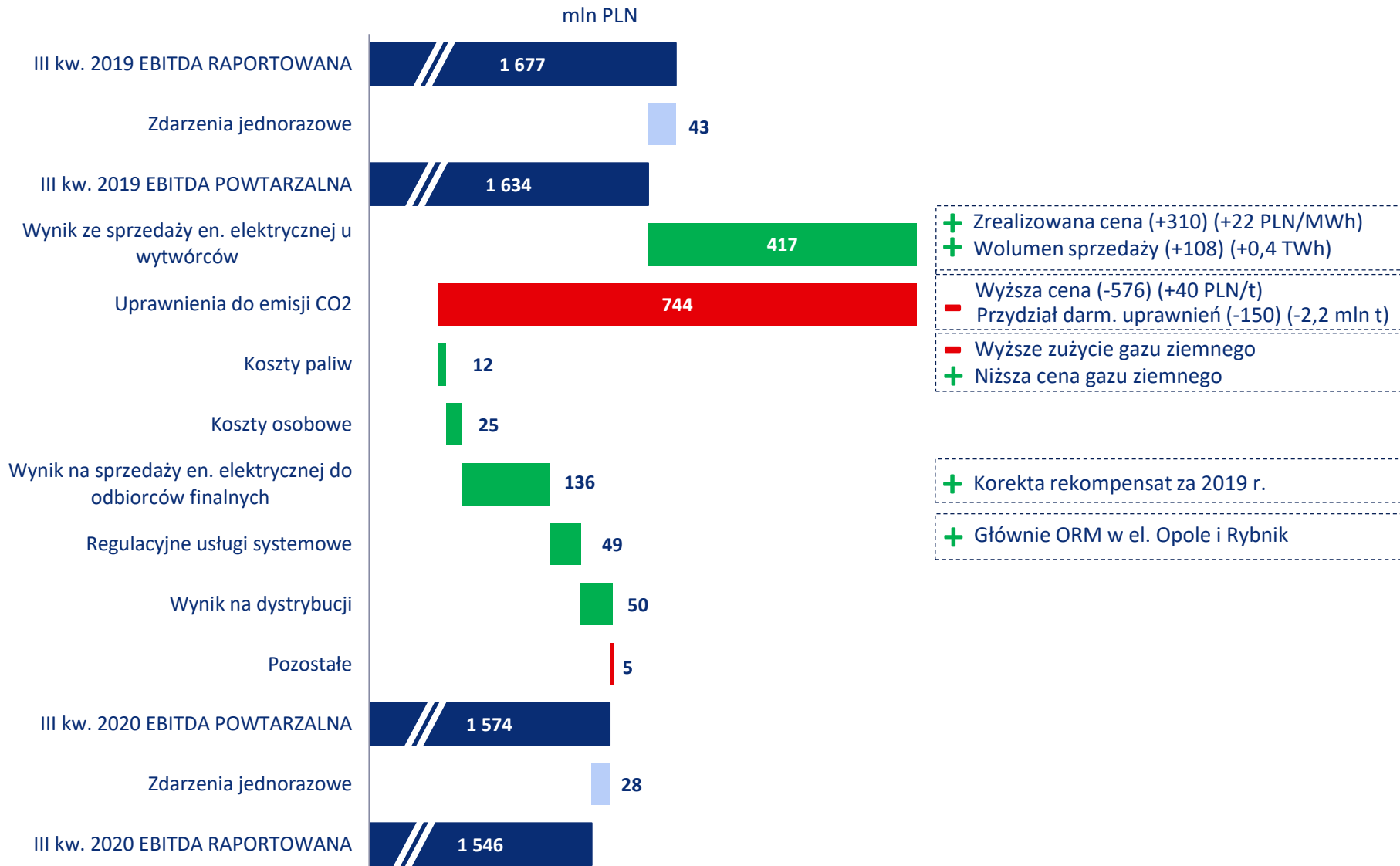
Do wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy RAT i WN (netto) oraz inwestycji**	72	241	-916	164
---	----	-----	------	-----

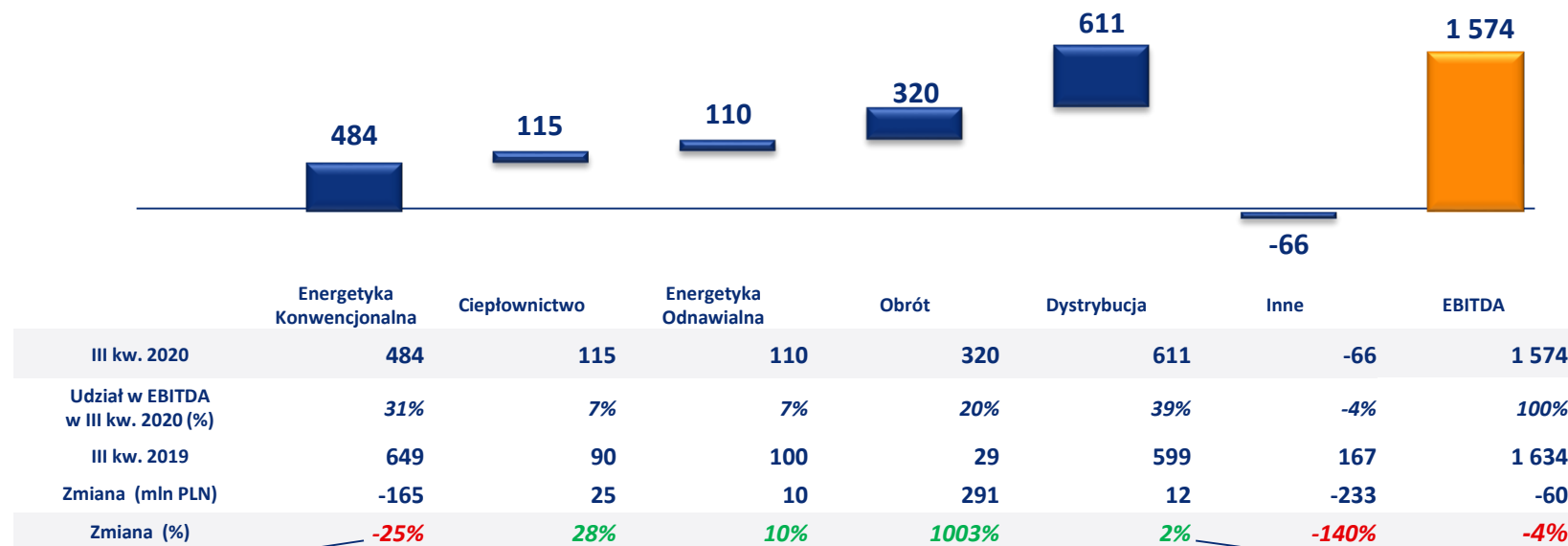
* Odpisy Rzeczowych Aktywów Trwałych, Wartości Niematerialnych oraz Praw do Użytkowania Aktywów. Uwzględniając wpływ wyniku testów na utratę wartości w segmencie Energetyka Konwencjonalna dokonanych w II kw. 2020 r. (530 mln PLN).

**Odpisy Rzeczowych Aktywów Trwałych, Wartości Niematerialnych, Praw do Użytkowania Aktywów oraz Inwestycji. Uwzględniając wpływ wyniku testów na utratę wartości dokonanych w II kw. 2020 r. w segmencie Energetyka Konwencjonalna (429 mln PLN) oraz testów na utratę wartości akcji PGG S.A. (310 mln PLN).

Główne czynniki budowy wartości EBITDA



Powtarzalny* zysk EBITDA w III kw. 2020 – składniki i dynamika



Efekt wyższych kosztów CO2 przeważał pozytywny wpływ wyższej ceny energii elektrycznej.

Wyższe taryfy na ciepło, wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach gazowych ze względu na spadek cen gazu ziemnego.

Wyższy wolumen produkcji w elektrowniach wiatrowych (uruchomienie nowych projektów farm wiatrowych Starza/Rybice, Karnice II oraz nabycie farmy Skoczyloty).

Wzrost marży na energii elektrycznej, dodatkowe przychody z korekty rekompensat za 2019 r.

Wzrost taryfy dystrybucyjnej skompensował wzrost kosztów operacyjnych.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 4).

Powtarzalny* zysk EBITDA za 9 mies. 2020 – składniki i dynamika



	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	Inne	EBITDA
9 mies. 2020	1 581	577	412	509	1 755	-143	4 691
Udział w EBITDA w 9 mies. 2020 (%)	34%	12%	9%	11%	37%	-3%	100%
9 mies. 2019	1 970	607	411	430	1 825	-310	4 933
Zmiana (mln PLN)	-389	-30	1	79	-70	167	-242
Zmiana (%)	-20%	-5%	0%	18%	-4%	-54%	-5%

Negatywny efekt wyższych kosztów CO2 i spadku produkcji dominował nad pozytywnym wpływem wyższej ceny energii.

Wyższy koszt CO2 nie jest rekompensowany wyższymi taryfami ciepłowniczymi i wyższą produkcją energii w elektrociepłowniach gazowych oraz spadkiem cen gazu ziemnego.

Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w efekcie niższych cen rynkowych. Efekt skompensowany wyższymi cenami zielonych certyfikatów i wyższym wolumenem produkcji.

Wyższe przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE. Pozytywny wpływ wyceny instrumentów finansowych.

Spadek wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej wywołany wpływem pandemii COVID-19. Wzrost kosztów osobowych oraz kosztów różnicy bilansowej.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 4).

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	5 636	4 954	14%	18 203	14 252	28%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 426	4 761	14%	16 020	13 528	18%
Regulacyjne usługi systemowe	134	84	60%	355	266	33%
Przychody ze sprzedaży CO ₂	0	0	-	1 535	99	1451%
Koszty rodzajowe, w tym:	3 911	3 432	14%	12 039	9 926	21%
Amortyzacja	459	554	-17%	1 907	1 487	28%
Zużycie materiałów	770	827	-7%	2 245	2 244	0%
Zużycie energii	2	3	-33%	7	9	-22%
Usługi obce	358	389	-8%	1 081	1 070	1%
Podatki i opłaty	1 631	942	73%	4 540	2 903	56%
Koszty osobowe	644	673	-4%	2 137	2 103	2%
Pozostałe koszty	46	43	7%	122	110	11%
Koszty aktywowane	-199	-253	-21%	-507	-724	-30%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1 993	1 661	20%	7 067	4 616	53%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	106	17	524%	-235	913	-126%
EBIT	37	130	-72%	-630	1 346	-147%
EBITDA	484	659	-27%	1 258	2 765	-55%

Przychody i koszty segmentu

Ciepłownictwo*

[mln PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	779	1 120	-30%	3 396	4 221	-20%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	466	831	-44%	1 667	2 779	-40%
Przychody ze sprzedaży CO2	0	0	-	202	12	1 583%
Przychody ze sprzedaży ciepła	256	228	12%	1 322	1 265	5%
Koszty rodzajowe, w tym:	793	720	10%	2 999	2 799	7%
Amortyzacja	162	142	14%	462	427	8%
Zużycie materiałów	271	275	-1%	1 235	1 331	-7%
Zużycie energii	3	1	200%	9	5	80%
Usługi obce	83	80	4%	259	246	5%
Podatki i opłaty	150	83	81%	632	356	78%
Koszty osobowe	116	125	-7%	378	395	-4%
Pozostałe koszty	11	14	-21%	32	39	-18%
Koszty aktywowane	-15	-11	36%	-37	-31	19%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	55	500	-89%	317	1 337	-76%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	6	37	-84%	28	312	-91%
EBIT	-47	-52	-10%	146	429	-66%
EBITDA	115	93	24%	608	865	-30%

* W skład segmentu wchodzi: Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz oraz Elektrociepłownie: Czechnica, Gdańsk, Gdynia, Gorzów, Kielce, Kraków, Lublin Wrotków, Rzeszów, Toruń, Wrocław, Zawidawie, Zgierz, Zielona Góra. Segment prezentowany od 2019. Wcześniej aktywa segmentu prezentowane były w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	228	213	7%	749	771	-3%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	129	117	10%	397	450	-12%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	34	41	-17%	154	132	17%
Przychody z RUS i leasingu*	61	53	15%	189	181	4%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	4	2	100%	9	8	13%
Koszty rodzajowe, w tym:	206	178	16%	585	550	6%
Amortyzacja	86	66	30%	235	196	20%
Zużycie materiałów	3	1	200%	7	5	40%
Zużycie energii	49	48	2%	148	165	-10%
Usługi obce	22	19	16%	59	58	2%
Podatki i opłaty	16	16	0%	48	48	0%
Koszty osobowe	26	25	4%	79	70	13%
Pozostałe koszty	4	3	33%	9	8	13%
Koszty aktywowane	-2	-2	0%	-8	-6	33%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0	4	n/d	0	17	n/d
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	0	1	-100%	4	4	0%
EBIT	24	34	-29%	176	214	-18%
EBITDA	110	100	10%	411	410	0%

*Zgodnie z MSSF 16 część przychodów z regulacyjnych usług systemowych (RUS) klasyfikowana jest jako przychody z leasingu – przez wzgląd na porównywalność ze starszymi prezentacjami prezentujemy sumę tych kategorii

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 566	1 510	4%	4 701	4 538	4%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 487	1 431	4%	4 459	4 299	4%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	53	51	4%	160	156	3%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 277	1 235	3%	3 946	3 699	7%
Amortyzacja	301	299	1%	927	903	3%
Zużycie materiałów	16	17	-6%	47	47	0%
Zużycie energii	130	119	9%	438	354	24%
Usługi obce	402	397	1%	1 186	1 137	4%
Podatki i opłaty	119	112	6%	365	339	8%
Koszty osobowe	307	289	6%	973	908	7%
Pozostałe koszty	2	2	0%	10	11	-9%
Koszty aktywowane	-13	-10	30%	-35	-33	6%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0	0	-	0	0	-
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	8	15	-47%	22	37	-41%
EBIT	311	300	4%	813	909	-11%
EBITDA	611	599	2%	1 738	1 810	-4%

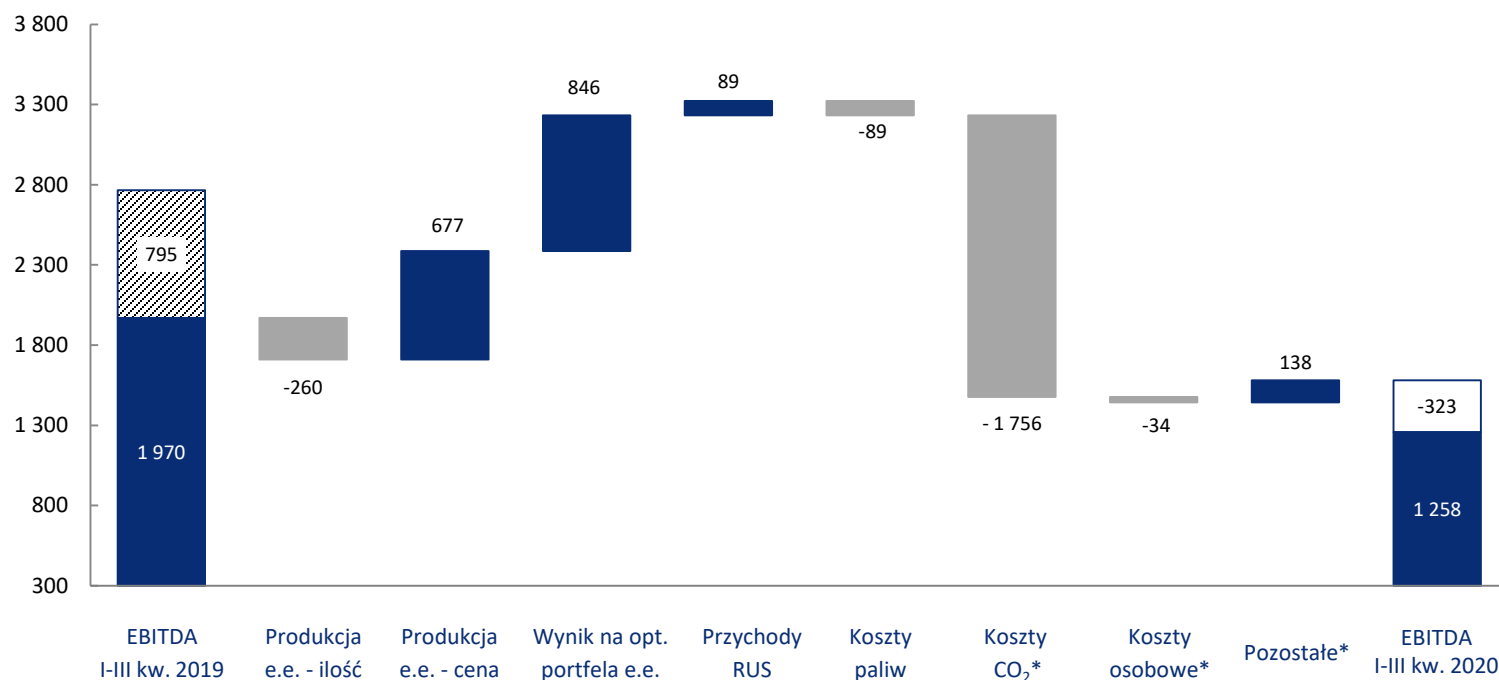
Przychody i koszty segmentu

Obrót

[mln PLN]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	4 415	4 005	10%	20 101	13 147	53%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 930	3 302	19%	11 502	9 752	18%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	0	100	n/d	7 086	1 376	415%
Przychody ze sprzedaży gazu	50	107	-53%	204	392	-48%
Przychody ze sprzedaży innych paliw	138	316	-56%	525	963	-45%
Koszty rodzajowe, w tym:	394	421	-6%	1 264	1 100	15%
Amortyzacja	9	8	13%	26	24	8%
Zużycie materiałów	1	1	0%	3	3	0%
Zużycie energii	0	0	0%	2	2	0%
Usługi obce	76	79	-4%	239	226	6%
Podatki i opłaty	190	229	-17%	661	534	24%
Koszty osobowe	96	84	14%	286	257	11%
Pozostałe koszty	21	20	5%	46	54	-15%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	3 816	3 547	8%	18 595	11 771	58%
Koszt własny sprzedaży	86	15	473%	218	233	-6%
EBIT	291	50	482%	460	507	-9%
EBITDA	299	59	407%	486	532	-9%

EBITDA segmentu

Energetyka Konwencjonalna



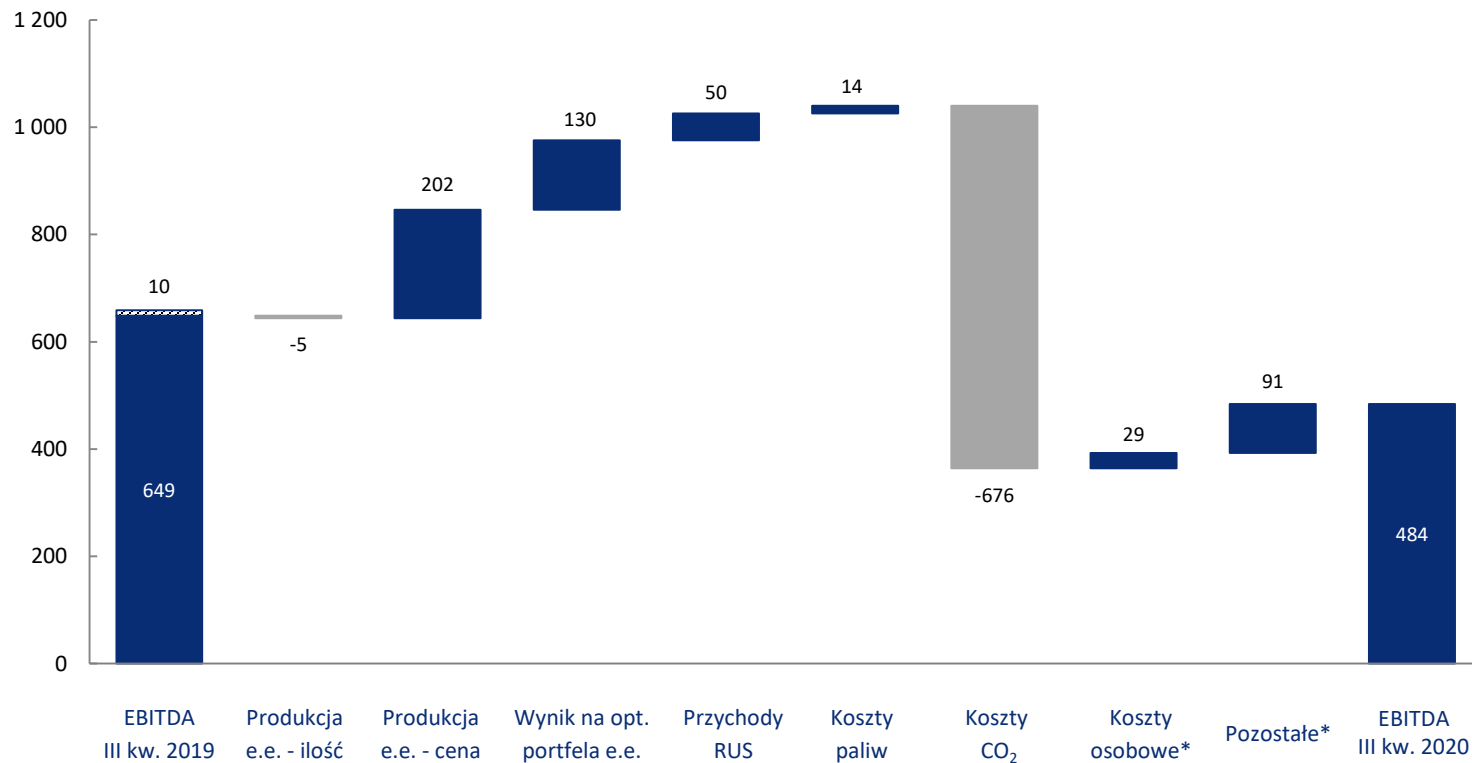
*Pozycje skorygowane o wpływ zdarzeń jednorazowych.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

EBITDA segmentu

Energetyka Konwencjonalna



Odchylenie

EBITDA raportowana III kw. 2019	659								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019	10								
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	649	3 044	70	84	632	780	673		
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		3 241	200	134	618	1 456	644		484
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020									0
EBITDA raportowana III kw. 2020									484

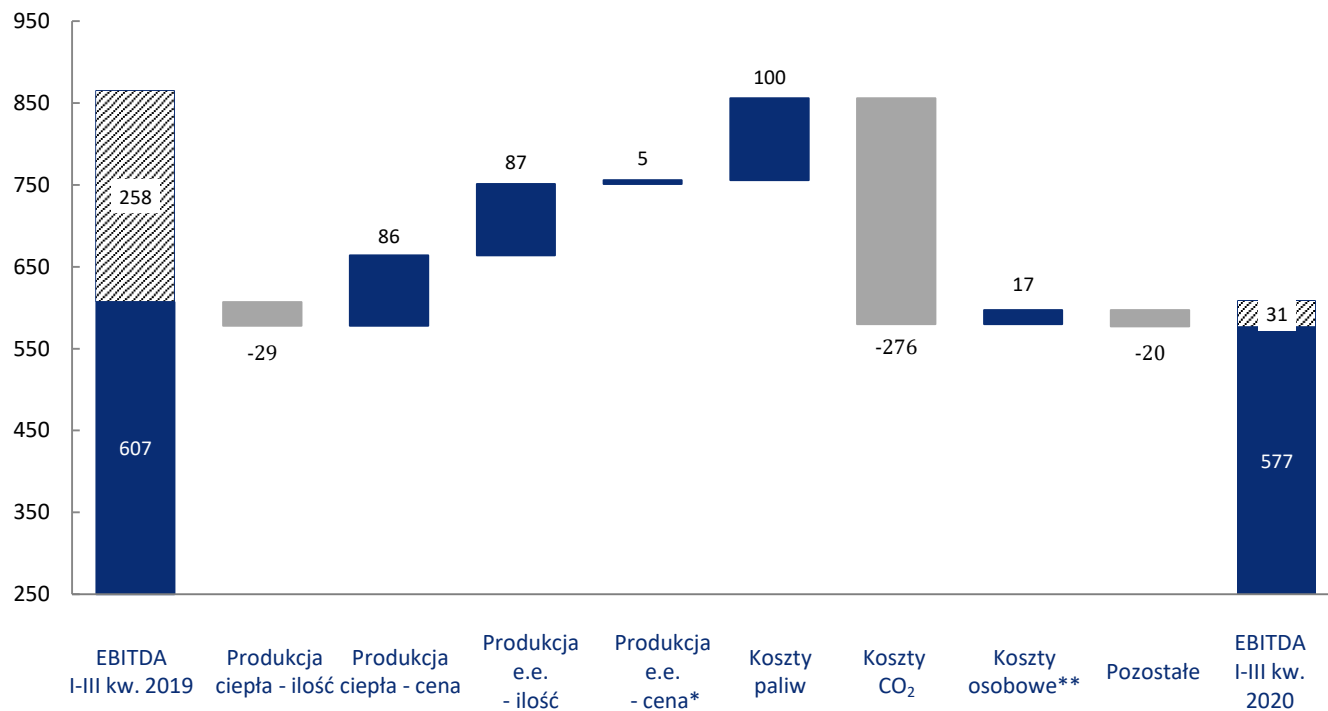
*Pozycje skorygowane o wpływ zdarzeń jednorazowych.



Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

EBITDA segmentu

Ciepłownictwo



Odchylenie

EBITDA raportowana I-III kw. 2019	865								
Zdarzenia jednorazowe I-III kw. 2019	258								
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2019	607	1 265		1 444	1 287	270	396		
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2020		1 322		1 536	1 187	546	379		577
Zdarzenia jednorazowe I-III kw. 2020									31
EBITDA raportowana I-III kw. 2020									608

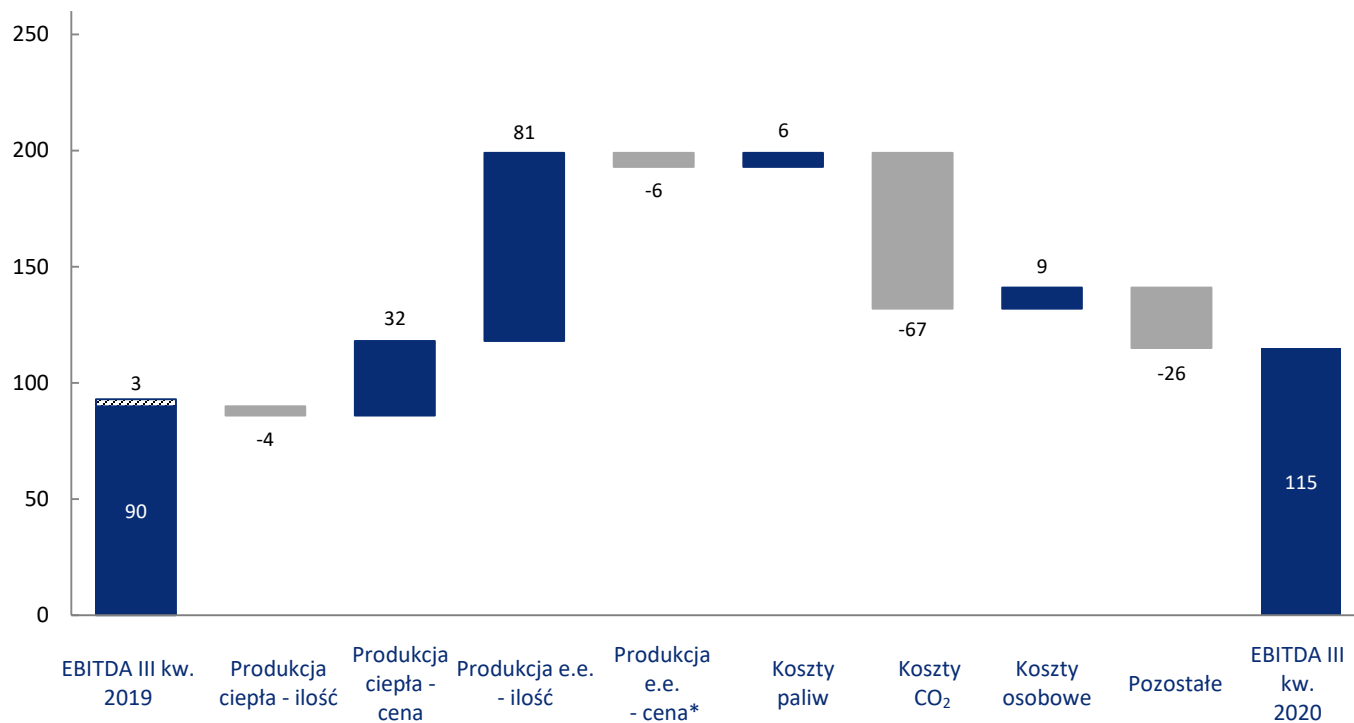
 Odwrócenie wpływu zdarzenia jednorazowego powiększającego wynik raportowany

*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych

**Pozycja skorygowana o wpływ zdarzeń jednorazowych

EBITDA segmentu

Ciepłownictwo



Odchylenie

	-4	32	81	-6	6	-67	9	-26	
EBITDA raportowana III kw. 2019									93
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019									3
EBITDA powtarzalna III kw. 2019		228		334	260	55	125		90
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		256		409	254	122	116		115
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020									0
EBITDA raportowana III kw. 2020									115

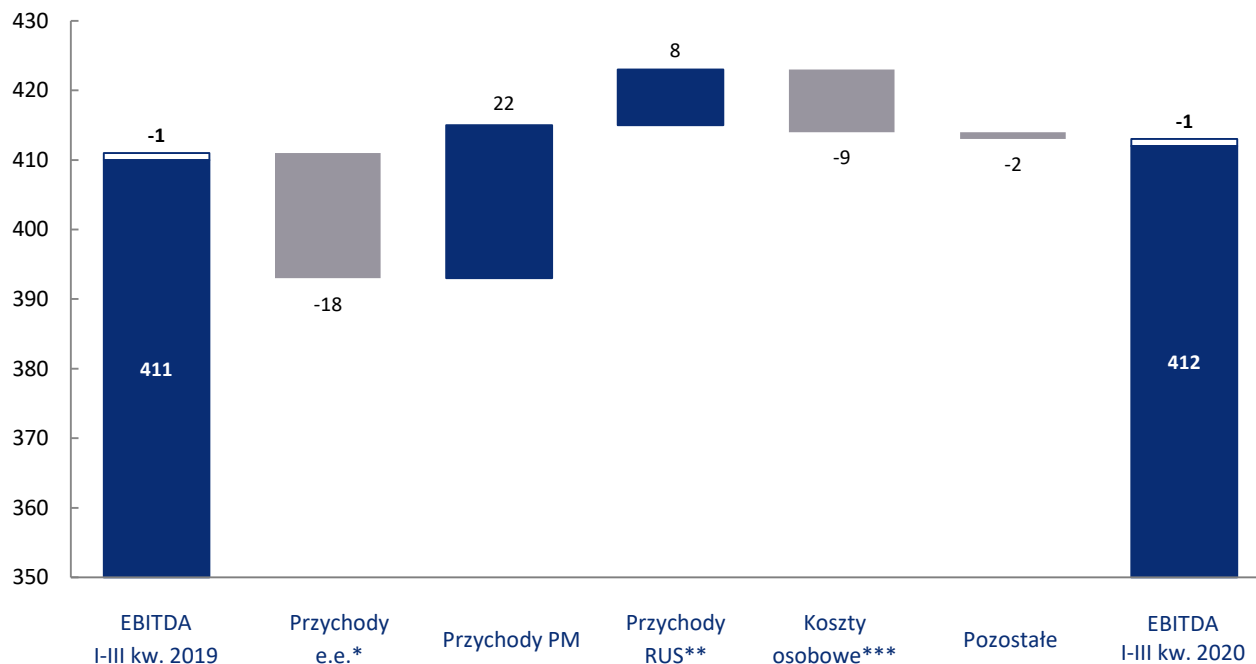


Odwrócenie wpływu zdarzenia jednorazowego powiększającego wynik raportowany

*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych

EBITDA segmentu

Energetyka Odnawialna



Odchylenie		-18	22	8	-9	-2	
EBITDA raportowana I-III kw. 2019	410						
Zdarzenia jednorazowe I-III kw. 2019	-1						
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2019	411	269	132	181	69		
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2020		251	154	189	78		412
Zdarzenia jednorazowe I-III kw. 2020							-1
EBITDA raportowana I-III kw. 2020							411

* Suma zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV), z uwzględnieniem kosztów zakupu e.e. na potrzeby pompowania.

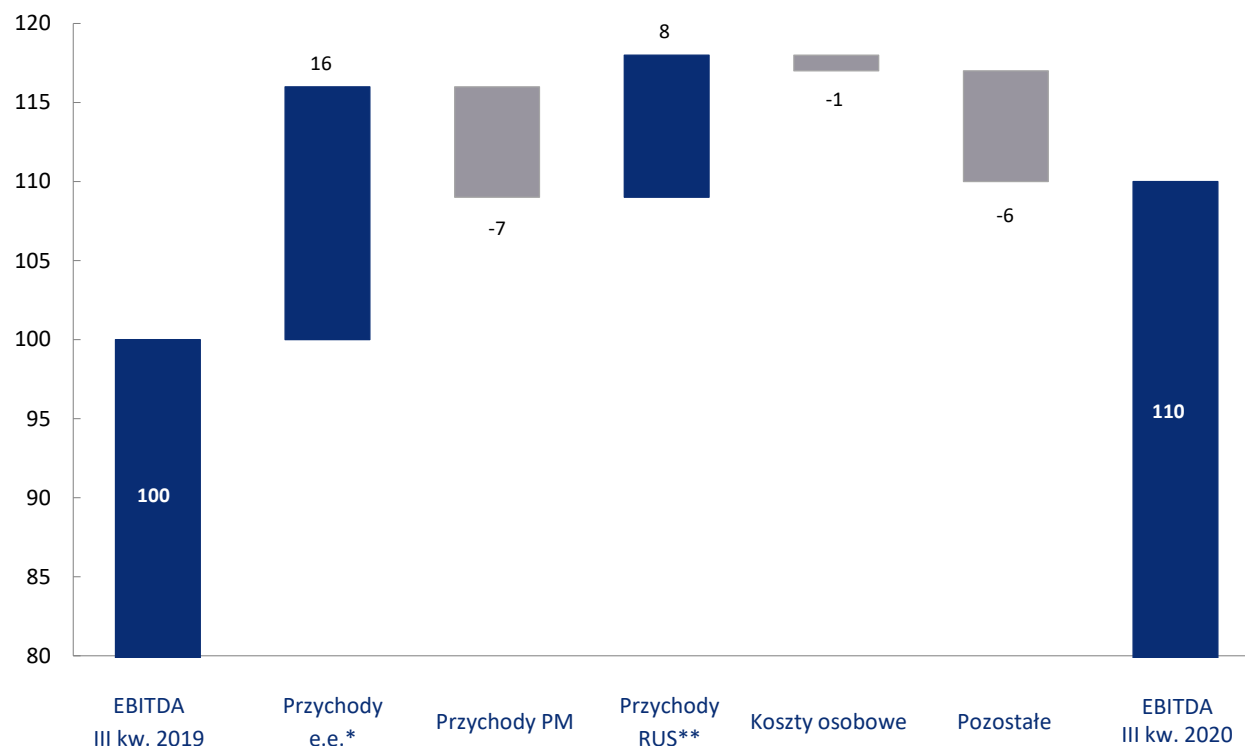
** Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA

*** Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

EBITDA segmentu

Energetyka Odnawialna



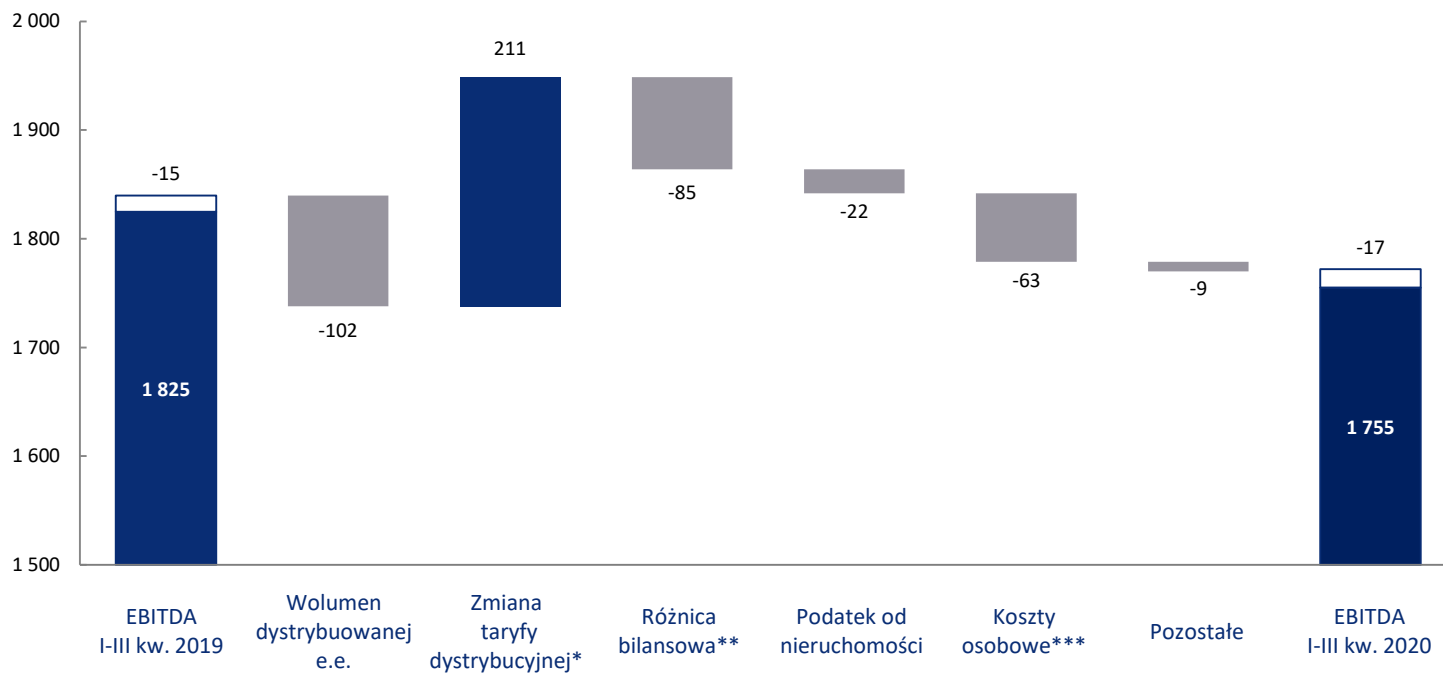
Odchylenie		16	-7	8	-1	-6	
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	100	65	41	53	25		
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		81	34	61	26		110

* Suma zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV), z uwzględnieniem kosztów zakupu e.e. na potrzeby pompowania.

** Z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA

EBITDA segmentu

Dystrybucja



Odchylenie	-102	211	-85	-22	-63	-9	
EBITDA raportowana 2019	1 810						
Zdarzenia jednorazowe 2019	-15						
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2019	1 825	3 247	333	304	893		
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2020		3 356	418	326	956		1 755
Zdarzenia jednorazowe 2020							-17
EBITDA raportowana 2020							1 738

* Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

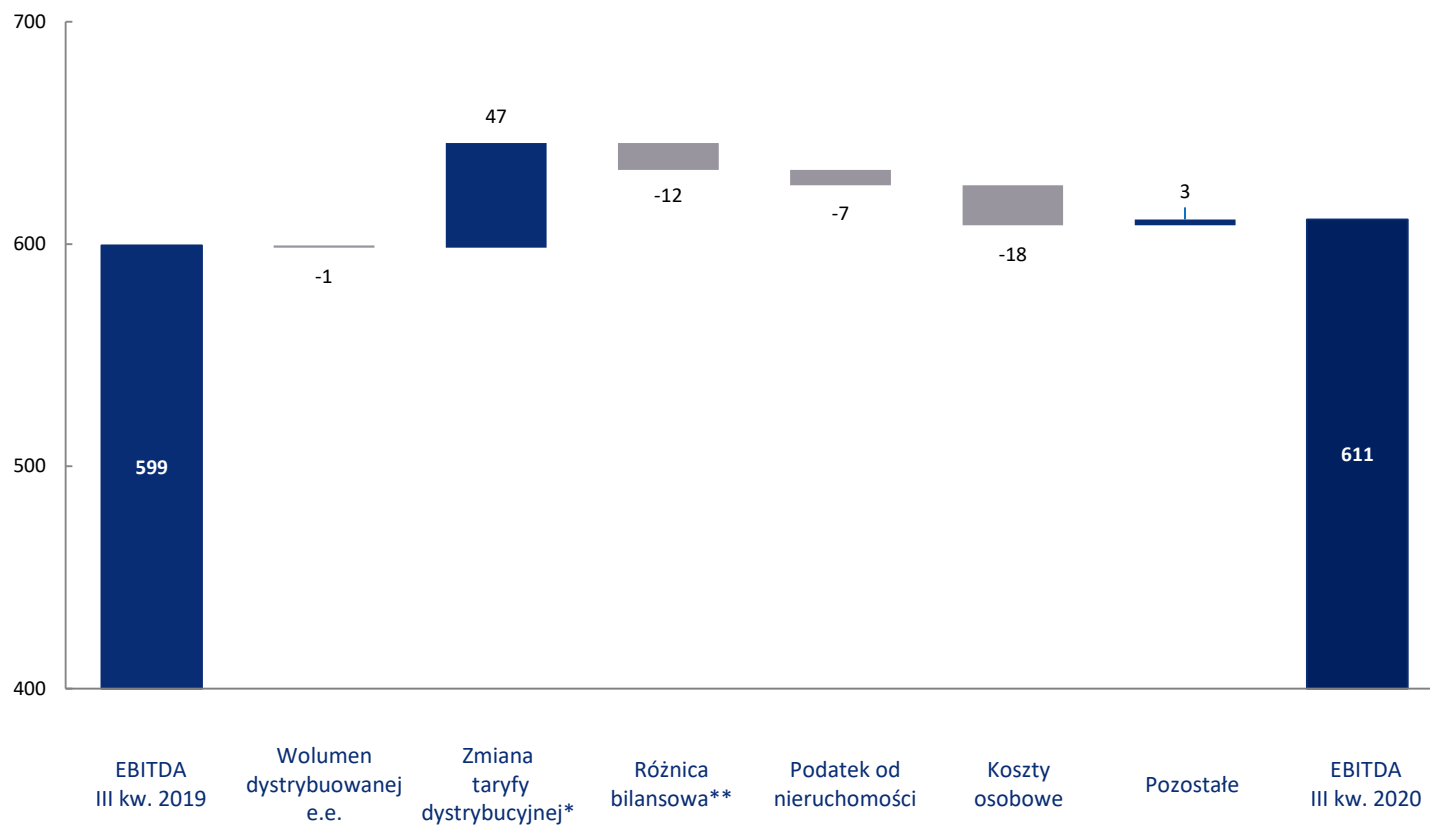
** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

*** Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

☐ Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

EBITDA segmentu

Dystrybucja



Odchylenie

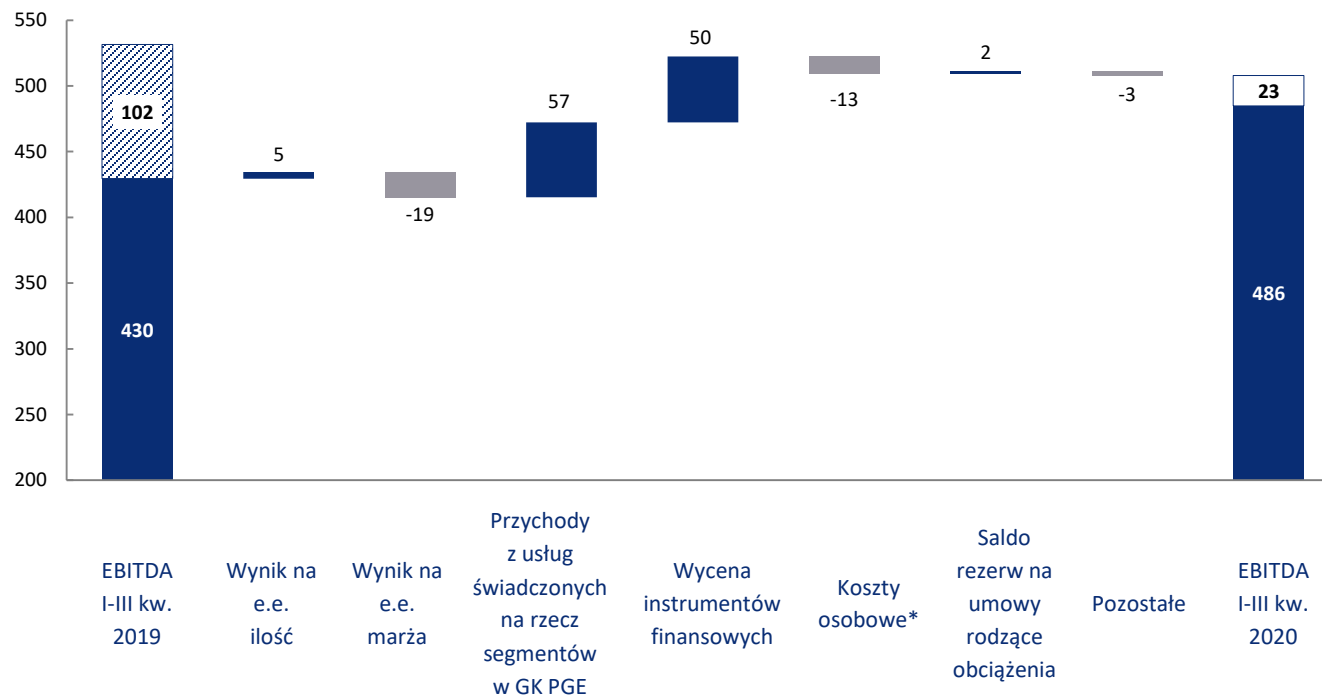
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	599	1 068	114	101	289		
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		1 114	126	108	307		611

* Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

EBITDA segmentu

Obrót

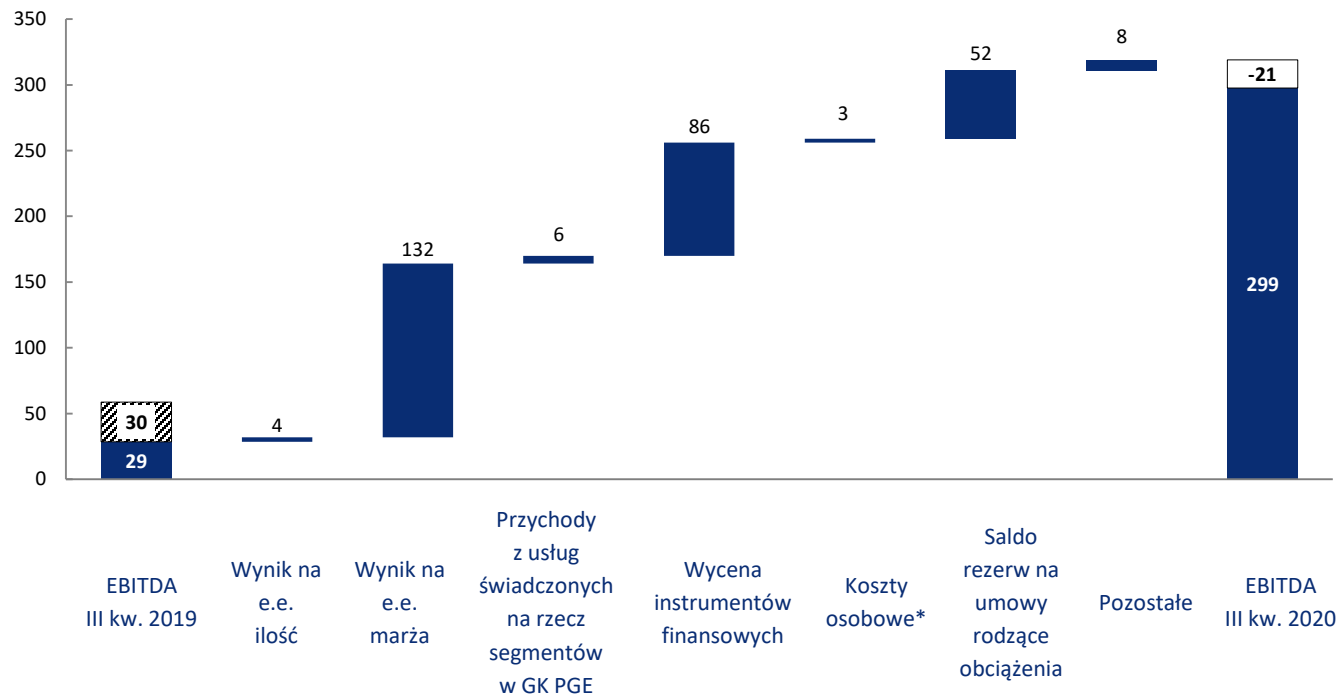


*Pozycja skorygowana o wpływ zdarzeń jednorazowych.

	Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.
	Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

EBITDA segmentu

Obrót



Odchylenie	4	132	6	86	3	52	8
EBITDA raportowana III kw. 2019	59						
Zdarzenie jednorazowe III kw. 2019	30						
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	29	24	207	-90	84	29	
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		160	213	-4	81	81	320
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020							-21
EBITDA raportowana III kw. 2020							299

*Pozycja skorygowana o wpływ zdarzeń jednorazowych.



Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	III kwartał 2020	I półrocze 2020
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	11 348
	Zadłużenie netto (mln PLN)	8 557
	Dług netto/12M EBITDA	1,58x
	Dług netto/Kapitał własny	0,20x

	MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1
	Perspektywa ratingu	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	16 grudnia 2019
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia	BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	7 lipca 2020
	Długoterminowy rating krajowy spółki	AA (pol)
	Data nadania ratingu	10 sierpnia 2012
	Data ostatniej zmiany ratingu	3 sierpnia 2016

Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	III kw. 2020	III kw. 2019		9 mies. 2020	9 mies. 2019	
Operacyjne	2 866	1 572		8 175	4 765	
Inwestycyjne	-1 233	-1 665		-4 682	-4 851	
Finansowe	-310	-545		-1 463	546	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	1 323	452		2 030	460	



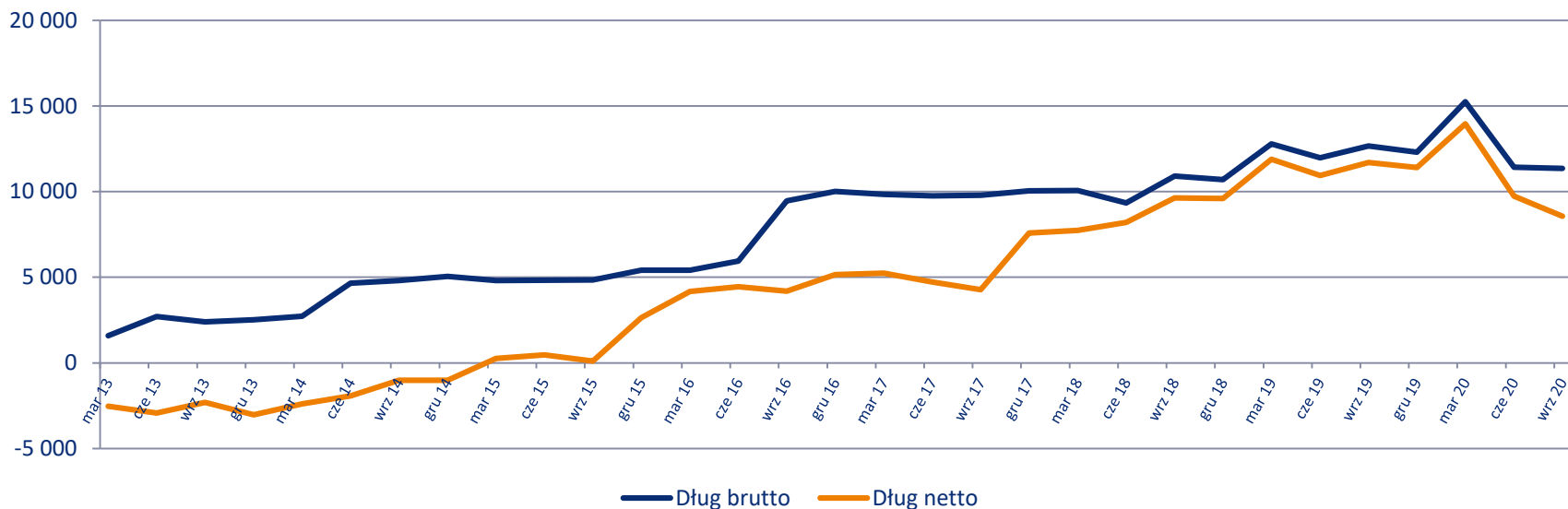
Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. III kw. 2020	B.O. III kw. 2020	Δ III kw. 2020	B.Z. 9 mies. 2020	B.O. 9 mies. 2020	Δ 9 mies. 2020
Środki pieniężne i ekwiwalenty	3 340	2 023	1 317	3 340	1 313	2 027
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	8	19	-11	8	8	0
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-557	-338	-219	-557	-428	-129
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	2 791	1 704	1 087	2 791	893	1 898
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-1 312	-720	-592	-1 312	-1 449	137
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-10 036	-10 712	676	-10 036	-10 859	823
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-11 348	-11 432	84	-11 348	-12 308	960
Zadłużenie netto*	-8 557	-9 728	1 171	-8 557	-11 415	2 858

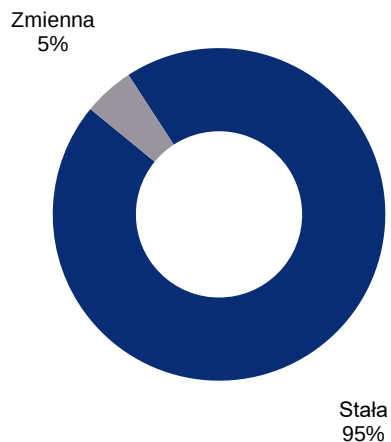
*Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow

Struktura długu oraz zadłużenie (stan na 30.09.2020)

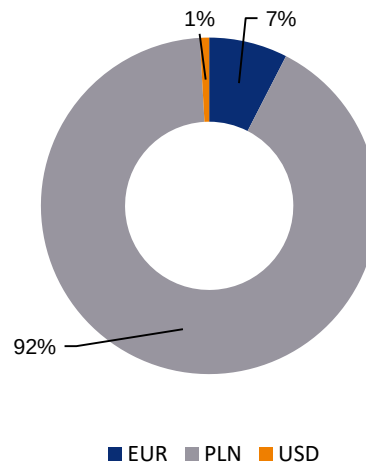
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

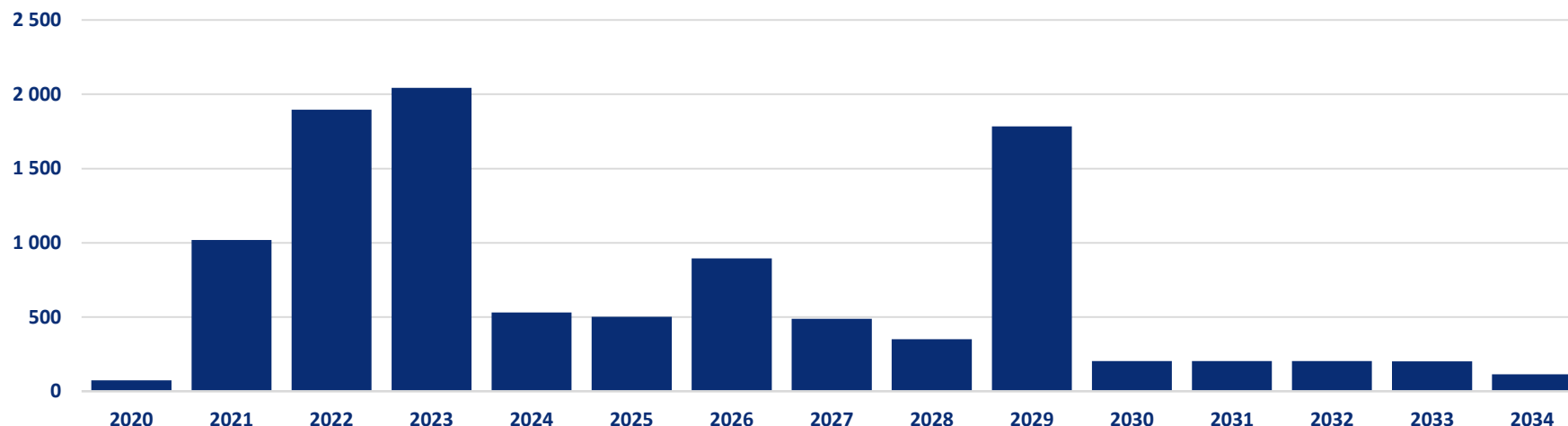


Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających)

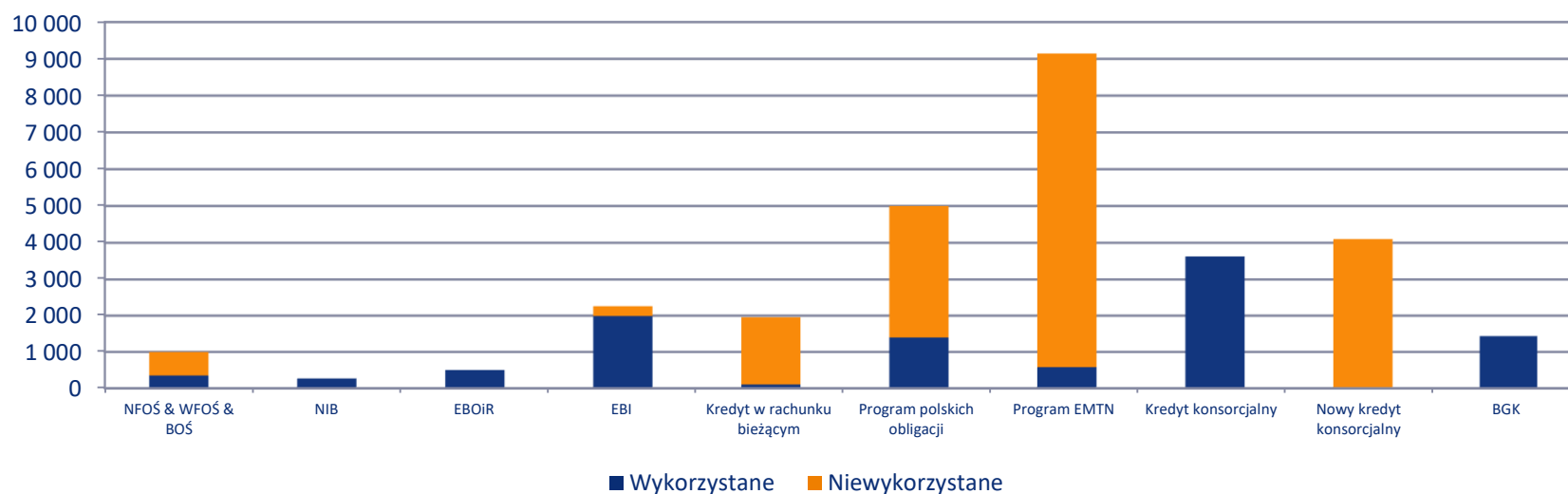


Zapadalność zadłużenia oraz dostępność finansowania

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) na 30 września 2020 r.

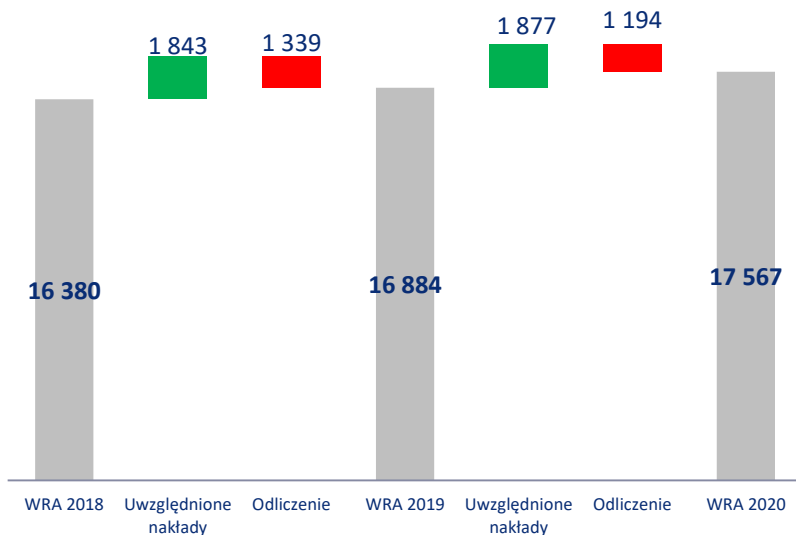


Wykorzystanie i dostępność zewnętrznego finansowania (w mln PLN) wg stanu na 30 września 2020 r.

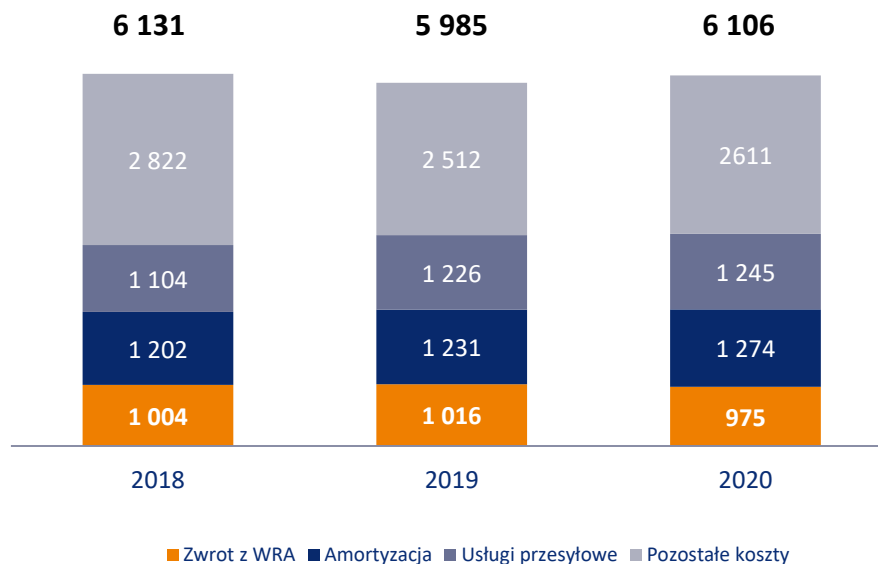


Fundamenty dystrybucji

Nadbudowa WRA (z WRA-AMI)* (mln PLN)



Struktura przychodu regulowanego* (mln PLN)



WACC:

2018	2019	2020
6,015%	6,015%	5,507%

Zwrot z WRA:

2018	2019	2020
101%**	100%	100%

* Na podstawie taryfy

** Współczynnik regulacyjny na poziomie 1,01 uwzględniający m.in. wdrożenie tzw. Centralnego Systemu Wymiany Informacji

Uprawnienia do emisji CO₂ – regulacje i rozliczenia

Regulacje w III Okresie Rozliczeniowym

Począwszy od 2013 roku jedynie uprawnienia emisyjne na produkcję ciepła są przyznawane nieodpłatnie. Uprawnienia do emisji CO₂ z produkcji energii elektrycznej są przyznawane nieodpłatnie pod warunkiem realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Standardy księgowe

Darmowe uprawnienia otrzymane na własne potrzeby są rozpoznawane w ich wartości nominalnej – zero. Rezerwa na uprawnienia do emisji CO₂ jest zawiązywana w odniesieniu do ich aktualnego niedoboru w danym okresie. Poniesione koszty widoczne w rachunku zysków i strat w pozycji podatki i opłaty.

Emisja CO₂ i rozliczenia uprawnień do emisji

W ciągu 9 miesięcy 2020 r. instalacje GK PGE wyemitowały 43,89 mln ton CO₂. Koszty związane z emisją CO₂ w powyższym okresie wyniosły ok. 4 566 mln PLN.

W kwietniu 2020 r. jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ilości 12 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2019 r. Ponadto w lutym 2020 zostało przyznane ok. 1 mln ton na produkcję ciepła w 2020 r. W kwietniu 2020 r. Grupa PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2019 (tzn. GK PGE umorzyła uprawnienia odpowiadające emisji z 2019 r.). GK PGE nie przysługuje przydział darmowych uprawnień do emisji z tytułu wytwarzania energii elektrycznej w 2020 roku.

Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej (SSF, nota 15)

	EUA	
	Ilość (mln Mg)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2019	37	1 611
Zakup (na rynku spot)*	40	1 477
Przyznane nieodpłatnie	15	-
Umorzenie	-70	-1 803
Reklasyfikacja do zapasów	-1	-80
Stan na dzień 31 grudnia 2019	21	1 205
Zakup (na rynku spot)*	50	3 955
Przyznane nieodpłatnie	13	-
Umorzenie	-61	-3 414
Sprzedaż	-18	-1 507
Stan na dzień 30 września 2020	5	239

* GK PGE zabezpiecza koszt emisji CO₂ także w oparciu o kontrakty termin.

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 19), w mln PLN

Stan na 1 stycznia 2020 r.	3 532
Umorzenie	-3 411
Rozwiązanie	-121
Utworzenie rezerwy za 9 mies. 2020 r.	4 687
Pozostałe zmiany	-
Stan na 30 września 2020 r.	4 687

Wpływ na rachunek zysków i strat (mln PLN) – ilustracyjnie

	9 mies. 2020 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	19 715
Podatki i opłaty	6 214

Nakłady inwestycyjne



30 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	9M 2020	9M 2019	r/r
Energetyka Konwencjonalna, w tym:	663	1 172	-43%	1 476	2 753	-46%
Modernizacje i odtworzenie	348	418	-17%	856	999	-14%
Ciepłownictwo	156	153	2%	334	264	27%
Dystrybucja, w tym:	407	540	-25%	1 232	1 360	-9%
Przyłączanie nowych odbiorców	149	194	-23%	499	516	-3%
Linie i sieci dystrybucyjne*	122	235	-48%	414	575	-28%
Energetyka Odnawialna, w tym:	27	27	0%	676	59	1 046%
Modernizacje i odtworzenie	18	21	-14%	31	44	-30%
Obrót i pozostałe	45	56	-20%	138	165	-16%
SUMA	1 298	1 948	-33%	3 856	4 601	-16%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	1 264	1 911	-34%	3 768	4 468	-16%

* Bez programu Kablowania

Nakłady inwestycyjne w trzech kwartałach 2020 r.

1 075 mln PLN

EK modernizacje i inne

138 mln PLN

Obrót i inne

1 232 mln PLN

Dystrybucja

676 mln PLN

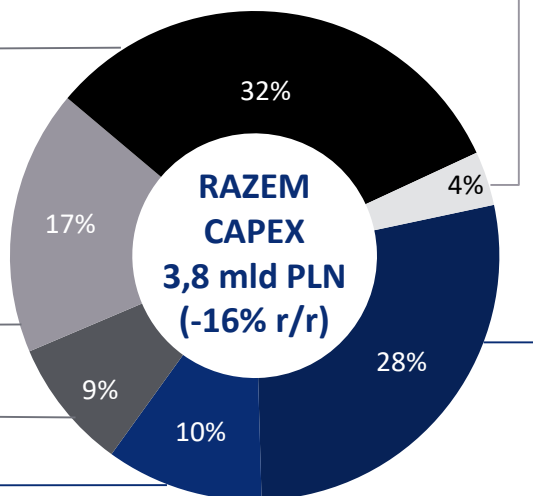
En. Odnawialna

334 mln PLN

Ciepłownictwo

401 mln PLN

EK nowe projekty



Kluczowe projekty

**CAPEX
w 9M 2020**

Wytwarzanie	Farmy wiatrowe Starza/Rybice i Karnice II	611 mln PLN
	Modernizacje Energetyka Konwencjonalna	856 mln PLN
Dystrybucja	Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	613 mln PLN
	Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	530 mln PLN

Nowe projekty

52%

Modernizacja i remonty

48%

CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej, Ciepłownictwie, Energetyce Odnawialnej (moce produkcyjne) i Dystrybucji

- Energetyka Konwencjonalna – główne wydatki na modernizację aktywów (0,86 mld PLN)
- Dystrybucja – nakłady w kwocie 490 mln PLN poniesione zostały na przyłączanie nowych odbiorców
- Energetyka Odnawialna – wydatki na farmy Starza/Rybice i Karnice II oddane do eksploatacji w czerwcu 2020 r.

Dane operacyjne



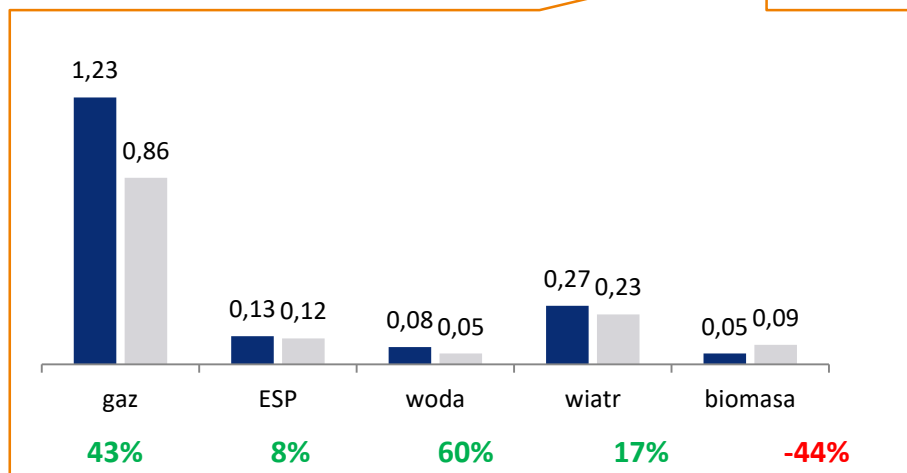
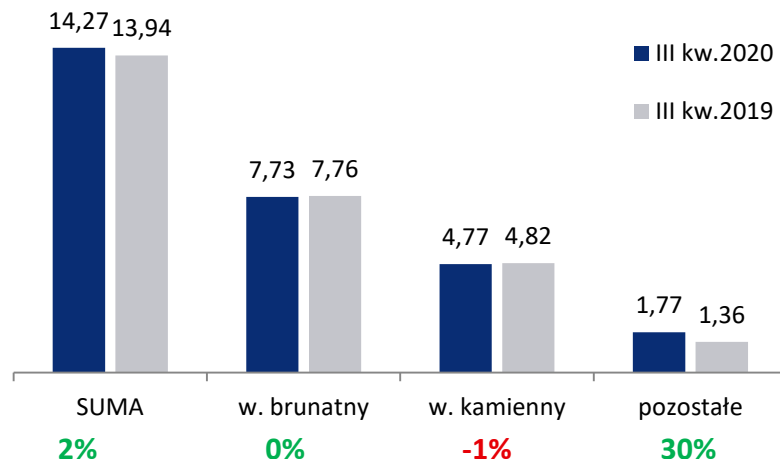
Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

[TWh]	III kw. 2020	III kw. 2019	r/r	9 mies. 2020	9 mies. 2019	r/r
Produkcja energii el. netto, wg paliw:	14,27	13,94	2%	42,85	43,44	-1%
węgiel brunatny	7,73	7,76	0%	22,45	24,82	-10%
węgiel kamienny:	4,77	4,82	-1%	14,60	13,54	8%
w tym Energetyka Konwencjonalna	4,41	4,41	0%	12,17	10,97	11%
<i>w tym Opole 5/6</i>	1,90	1,25	52%	5,23	1,94	170%
w tym Ciepłownictwo	0,36	0,41	-12%	2,43	2,57	-5%
gaz ziemny	1,23	0,86	43%	3,62	3,12	16%
el. szczytowo pompowe	0,13	0,12	8%	0,50	0,45	11%
woda	0,08	0,05	60%	0,33	0,32	3%
wiatr	0,27	0,23	17%	1,05	0,91	15%
biomasa	0,05	0,09	-44%	0,27	0,25	8%
odpady komunalne	0,01	0,01	0%	0,03	0,03	0%
Sprzedaż ciepła [PJ]	3,79	3,88	-2%	31,54	32,45	-3%
<i>w tym Energetyka Konwencjonalna</i>	0,43	0,47	-9%	3,11	3,35	-7%
Sprzedaż energii el. do odbiorców finalnych	10,34	10,89	-5%	30,46	32,78	-7%
Dystrybucja energii el.	8,98	8,99	0%	26,27	27,12	-3%

Wolumen produkcji wg paliw – III kw. 2020 r/r

TWh



↓ **Sytuacja w KSE (r/r): Efekt odmrożenia gospodarki.** Krajowe zużycie energii niższe o 0,5 TWh r/r, generacja fotowoltaiki większa o +0,7 TWh r/r import netto +0,9 TWh r/r, niższa generacja wiatrow (-0,3 TWh r/r) → **niższe zapotrzebowanie na energię generowaną w jednostkach konwencjonalnych**

↔ **Węgiel brunatny:** średnie obciążenie bloków porównywalne r/r.

↔ **Węgiel kamienny:** Produkcja w ELO 5,6 +0,7 TWh r/r. Niższe obciążenie bloków o 5,4 p.p.

↑ **Gaz ziemny:** wyższa produkcja w kogeneracji w EC Lublin Wrotków i Rzeszów ze względu na poprawę marży (niższe ceny gazu ziemnego).

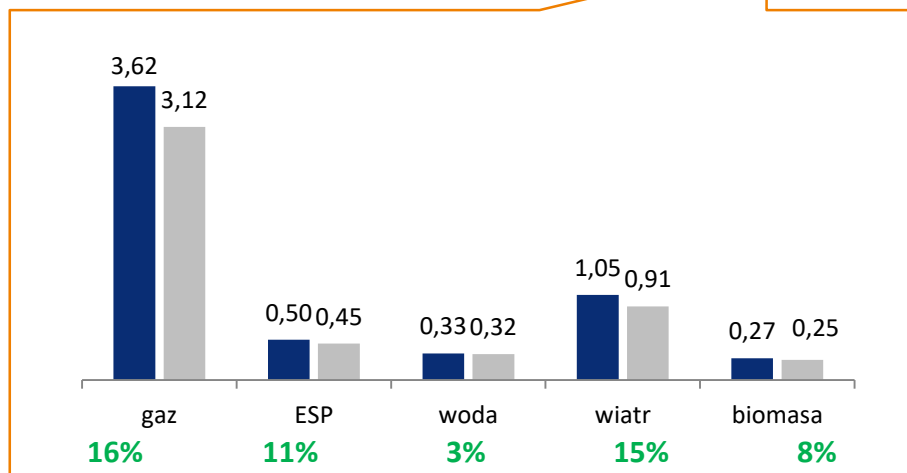
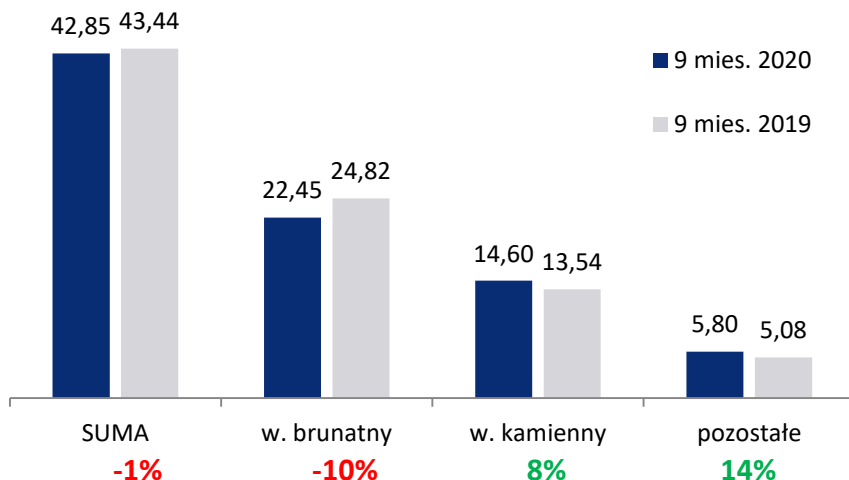
↑ **Wiatr:** wzrost zainstalowanych mocy (uruchomienie nowych projektów: Starza/Rybice, Karnice II oraz nabycie farmy Skoczylody), mniej korzystne warunki pogodowe.

↑ **Woda:** poprawa warunków hydrologicznych.

** W III kw. 2020 r. i w III kw. 2019 r. wyprodukowane zostało 0,01 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

Wolumen produkcji wg paliw – 9 mies. 2020 r/r

TWh



Energetyka Konwencjonalna

↔ **Produkcja energii:** Spadek produkcji na węglu brunatnym skompensowany wyższą produkcją nowych bloków 5/6 w el. Opole, elektrociepłowni gazowych i instalacji OZE.

↓ **Węgiel brunatny:** niższa produkcja w ELB o ok. 2,4 TWh r/r.

↑ **Węgiel kamienny:** istotny wzrost produkcji ze względu na pracę bloków 5/6 w ELO (+3,3 TWh r/r). Dłuższy postój w rezerwie ELO 1-4 oraz ELR.

Ciepłownictwo

↑ **Produkcja na wyższym poziomie** (+6% r/r) ze względu na wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych.

↑ **Gaz ziemny:** wzrost produkcji o (16% r/r), istotny spadek cen gazu o 7,1 PLN/GJ.

↓ **Ciepło:** Spadek sprzedaży ciepła o **0,9 PJ (-3% r/r)** ze względu na wyższe średnie temperatury dobowe (+1,6 °C) w okresie.

OZE

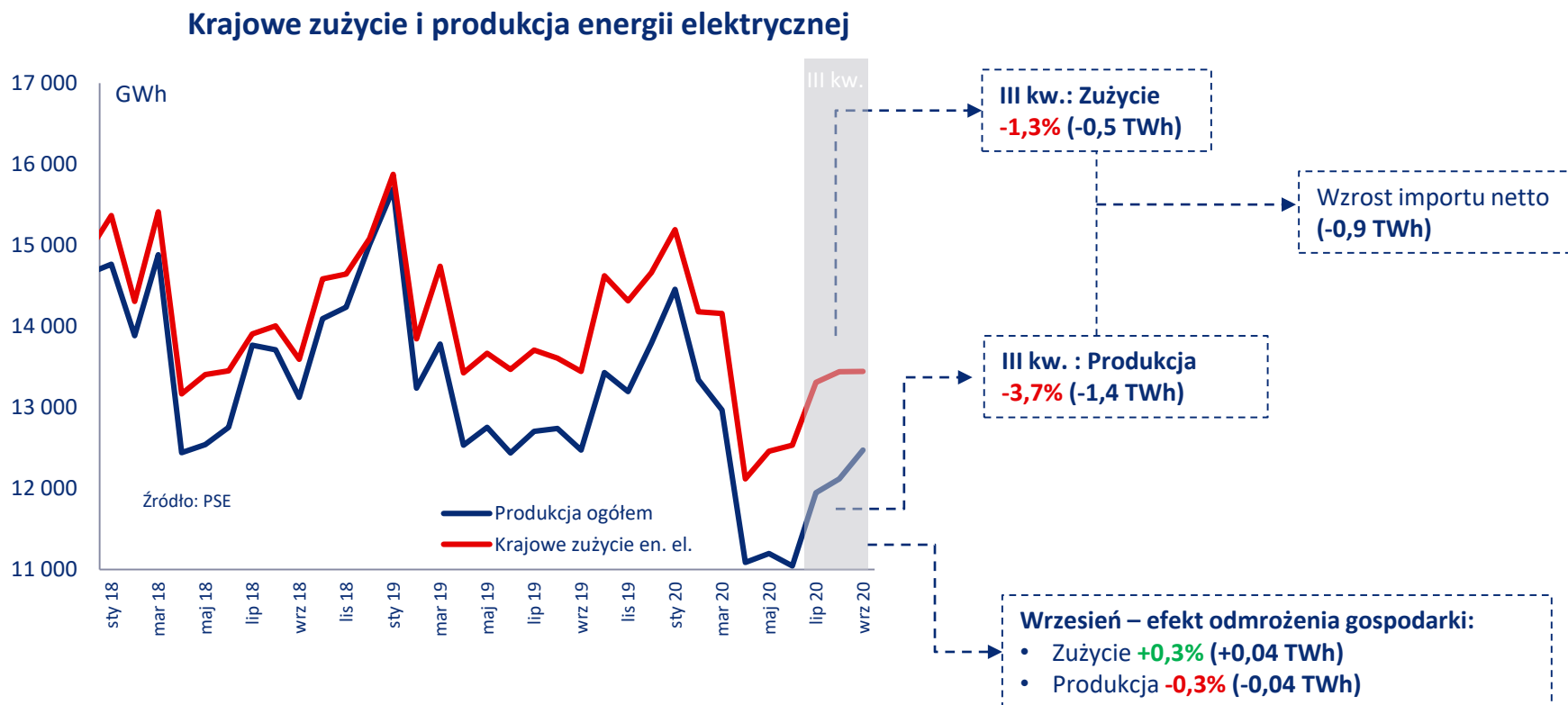
↑ **Wiatr:** nowe moce (Uruchomienie farm Starza/Rybnice, Karnice II oraz nabycie farmy Skoczylody). Load factor na poziomie 28,6% wobec 27,0% w 9 mies. 2019 r.

↑ **Woda:** nieco lepsze warunki hydrologiczne.

* W 9 mies. 2020 i 9 mies. 2019 wyprodukowane zostało 0,03 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

Rynek energii elektrycznej

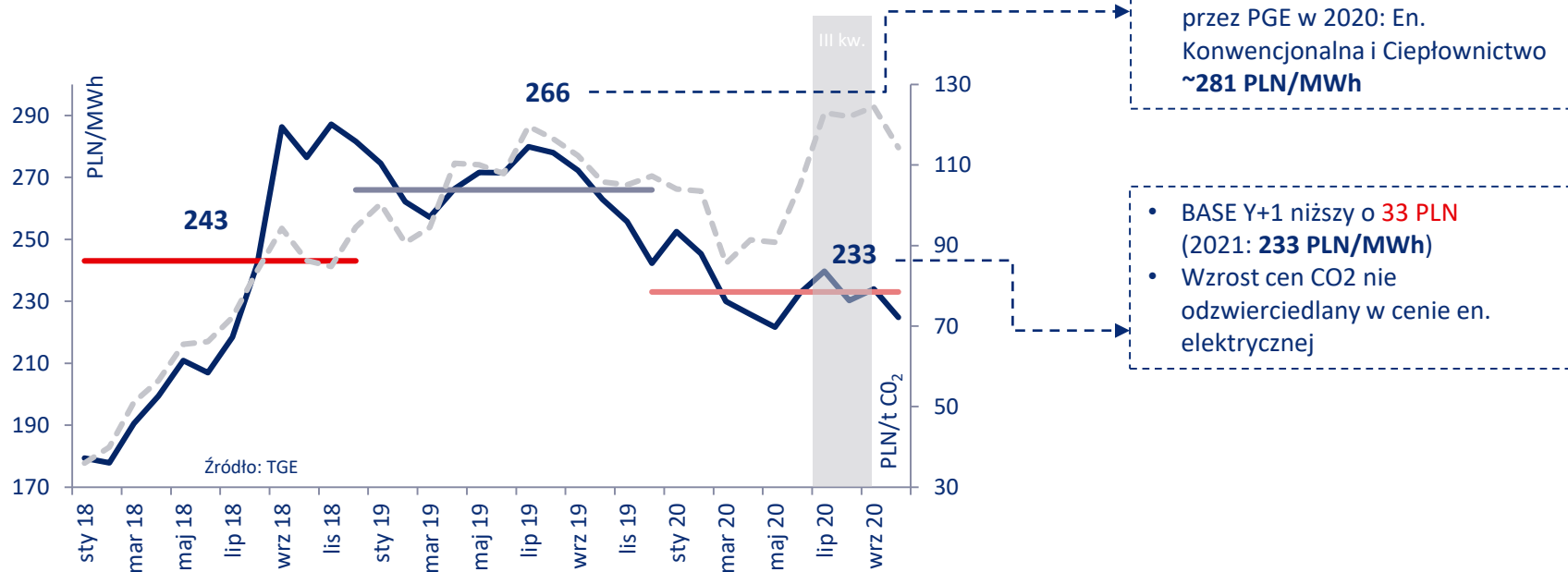
Odmrożenie gospodarki w III kw. 2020: niewielki spadek zapotrzebowania i wzrost importu



Rynek energii elektrycznej (2)

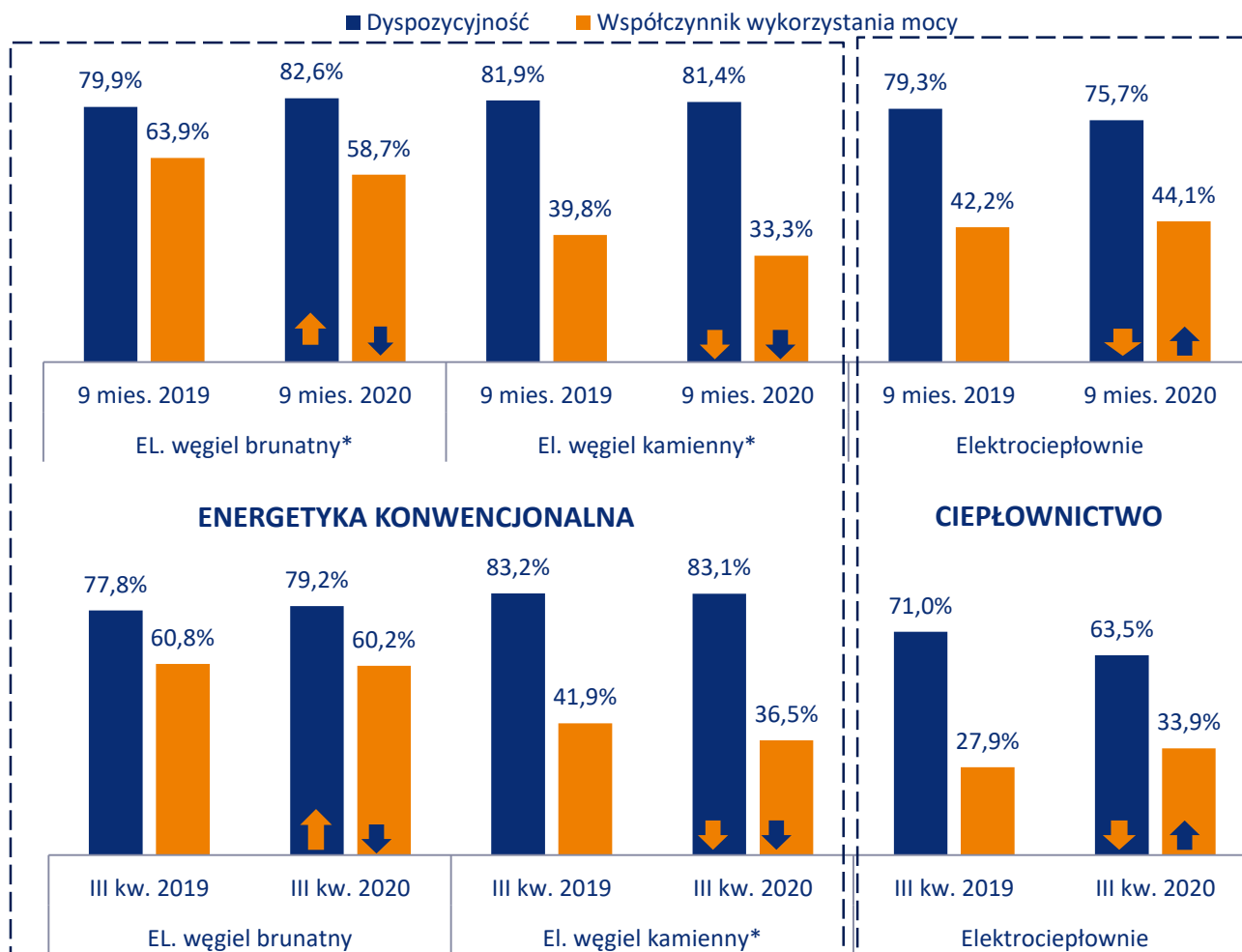
Pogłębiający się spadek cen i silna presja na marże

Kontrakt pasmowy 1Y Forward i ceny CO₂



Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Niższe obciążenie kluczowych elektrowni



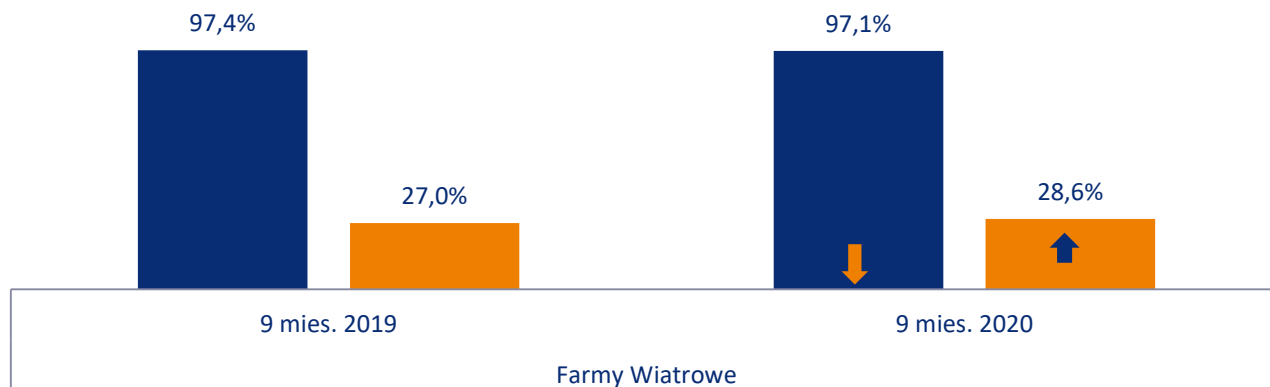
* Bez uwzględnienia bloków nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra (interwencyjna rezerwa zimna) oraz bloku nr 1 w Bełchatowie i bloków nr 1-2 w Rybniku (pracujących w rezerwie szczytowej)

- Niższe obciążenie elektrowni wobec zwiększonego importu netto, produkcji fotowoltaiki i spadku zapotrzebowania KSE.
- Wyższe wykorzystanie elektrociepłowni mimo względnie wyższych temperatur ze względu na wzrost mocy zamówionej w ciepłe (rozwój rynku) i wyższej produkcji w elektrociepłowniach gazowych.
- Wyższa dyspozycyjność bloków na węglu brunatnym ze względu na zakończenie programu modernizacji w Bełchatowie.

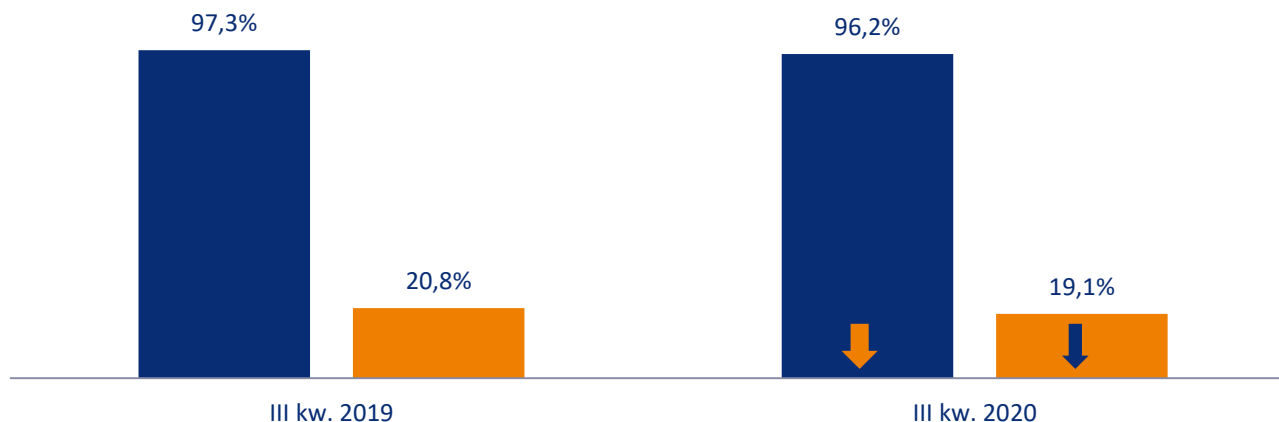
Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Wyższa wietrzność w 9 mies. 2020

■ Dyspozycyjność ■ Współczynnik wykorzystania mocy



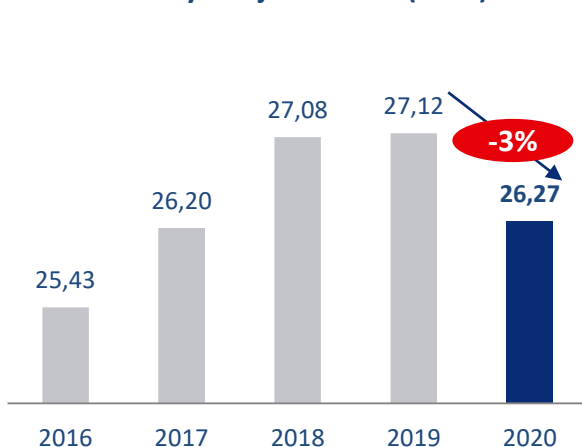
- Większa wietrzność.
- Porównywalna dyspozycyjność w okresie.



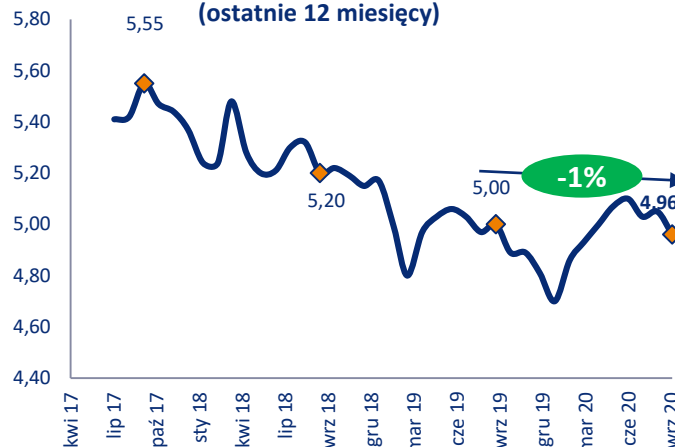
- Średnia wietrzność niższa głównie dzięki gorszym warunkom pogodowym we wrześniu br.
- Nieco niższa dyspozycyjność r/r

Aktywa dystrybucyjne

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej w 9 mies. (TWh)

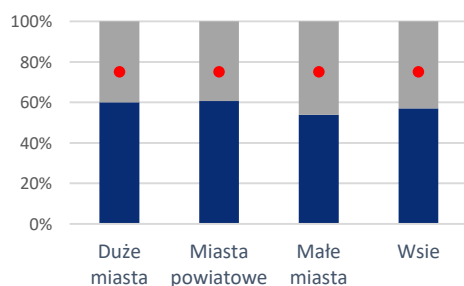


Straty sieciowe [%]
(ostatnie 12 miesięcy)

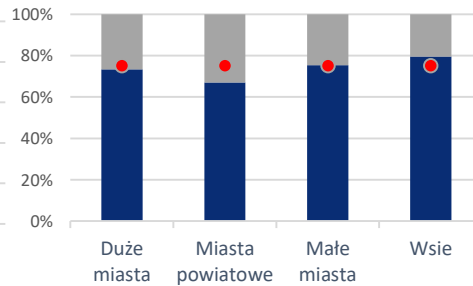


- Odwrócenie pozytywnej dynamiki wolumenu dystrybuowanej energii ze względu na zamrożenie gospodarki w II kwartale br.
- Niższy poziom strat sieciowych na koniec września br.

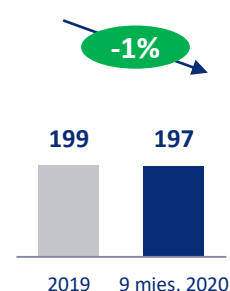
Czas trwania przerw*



Częstość przerw*



Czas przyłączenia



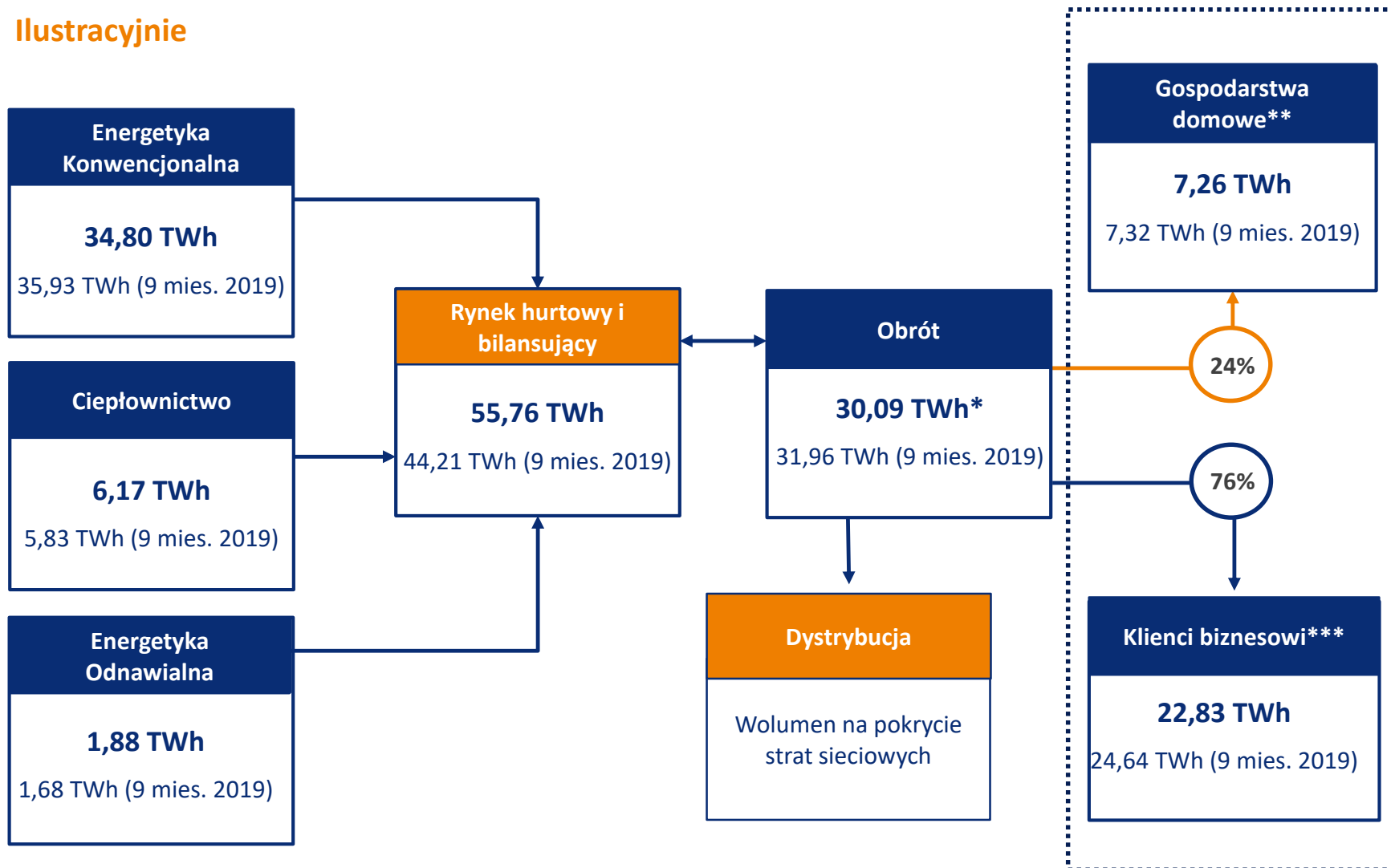
- Wskaźniki jakościowe powyżej celu URE na rok 2020.
- Konsekwentna poprawa czasu przyłączenia.

*Wskaźniki zgodnie z regulacją jakościową, wykonanie względem celów URE na 2020

* Indykowany cel kwartalny

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w 9 m. 2020

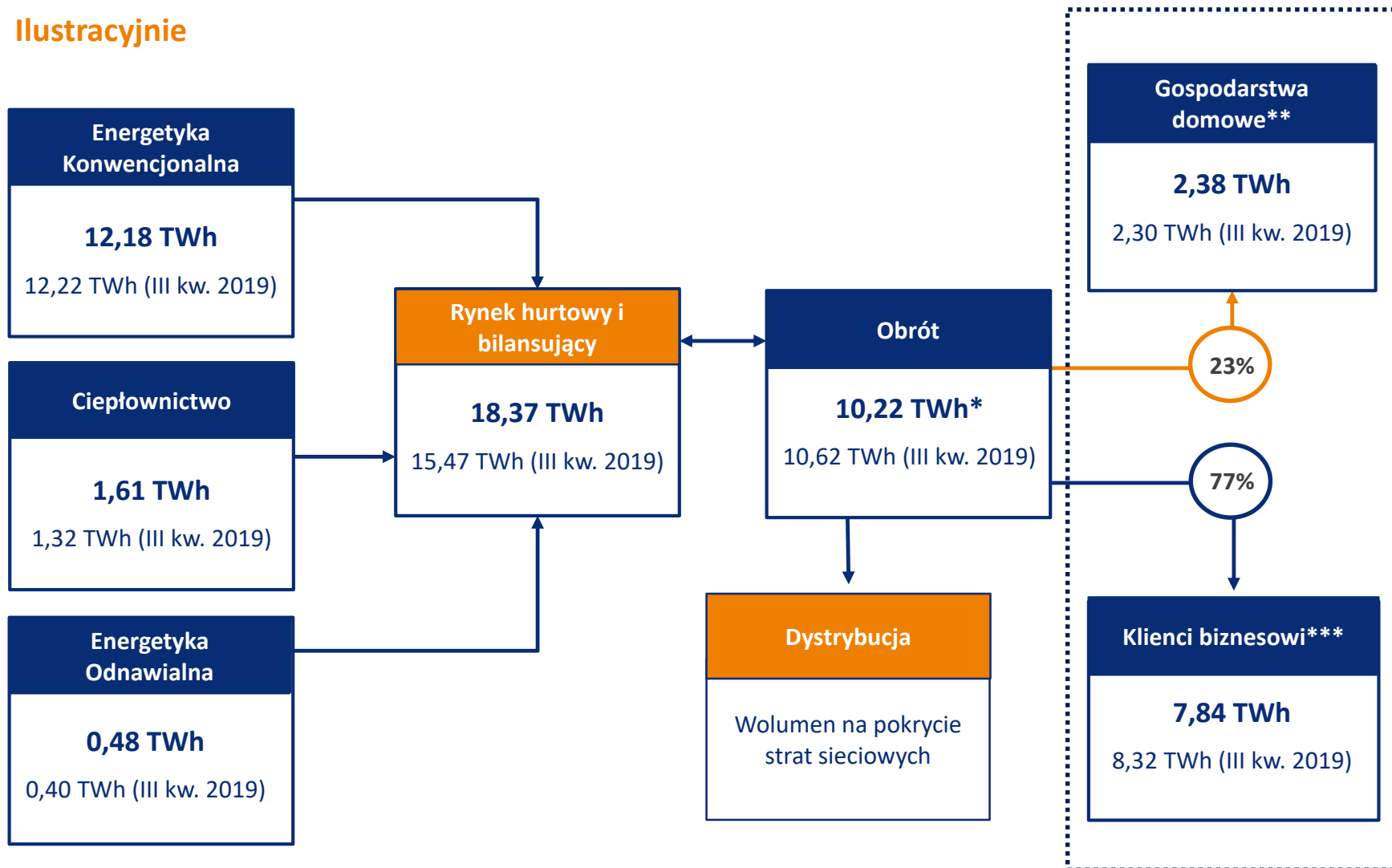
Ilustracyjnie



* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G w PGE Obrót S.A. *** Dotyczy Grup A, B, C+R w PGE Obrót S.A. Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

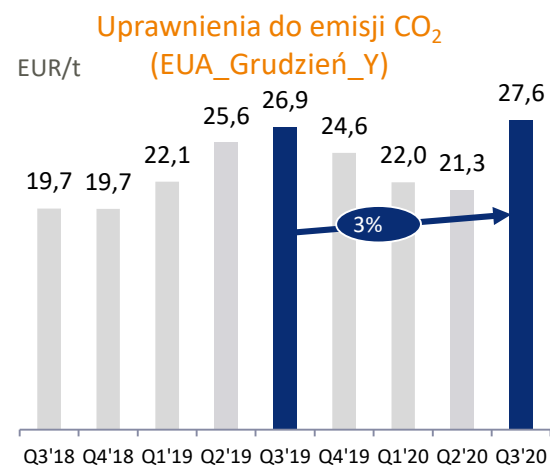
Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w III kw. 2020

Ilustracyjnie

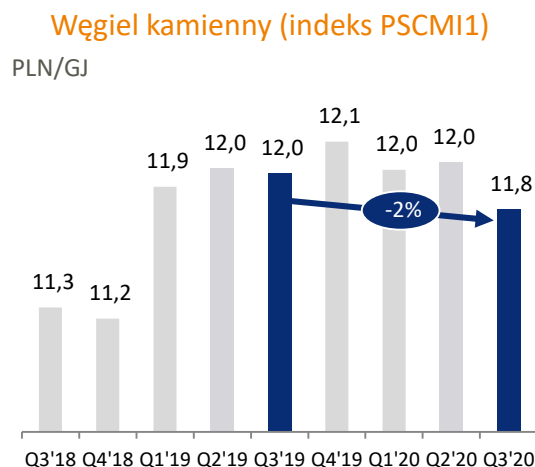


* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G w PGE Obrót S.A. *** Dotyczy Grup A, B, C+R C+R w PGE Obrót S.A. Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

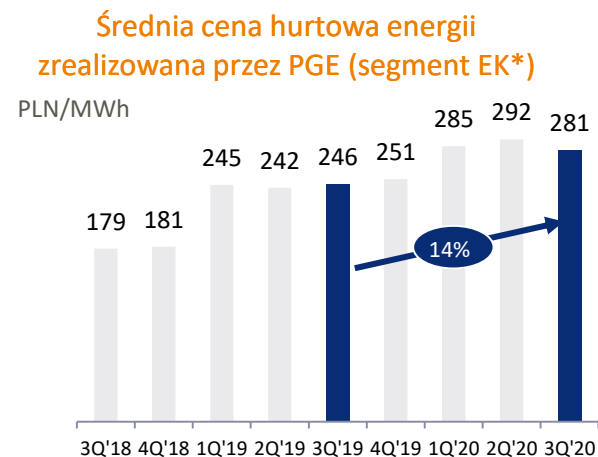
Spadek cen energii na TGE r/r



Źródło: Bloomberg, ICE, PGE



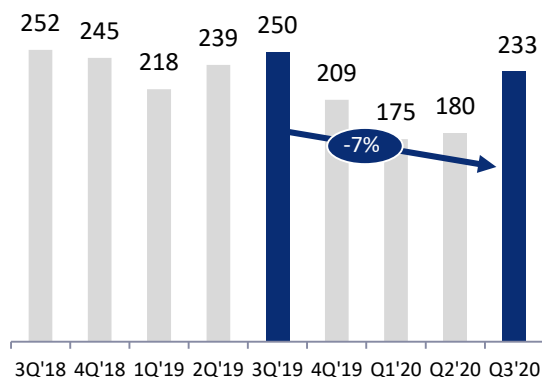
Źródło: ARP



*średnia cena obliczona w oparciu o wolumen sprzedaży skorygowany o wolumen zakupu na rynku hurtowym.

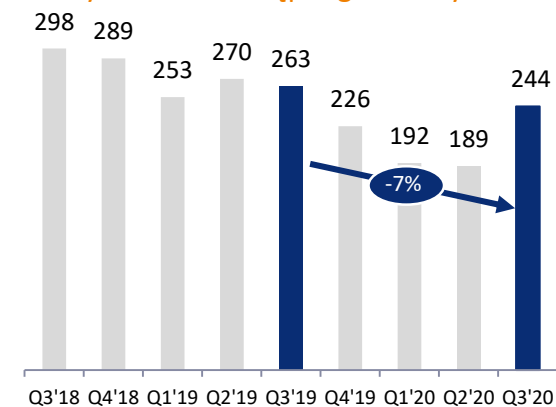
Średnie kwartalne ceny energii na TGE (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



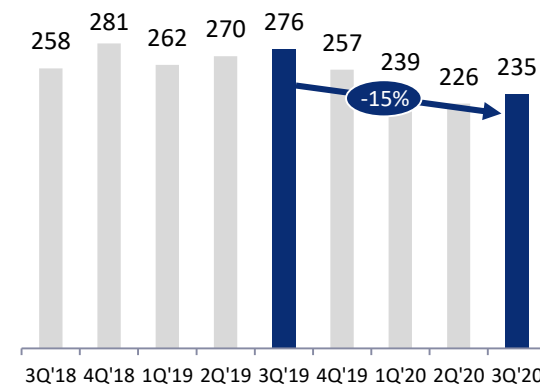
Źródło: TGE

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE

Kontrakty na kolejny rok – Base_Y+1



Źródło: TGE

Zaproszenie na konferencję

W imieniu

Wojciecha Dąbrowskiego

Prezesa Zarządu

oraz

Pawła Strączyńskiego

Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych

zapraszamy na konferencję poświęconą
Wynikom finansowym za III kwartał 2020 r.,

która odbędzie się
w środę, 18 listopada 2020 r.
o godzinie 11.00 (CET)

W celu rejestracji prosimy o wizytę na stronie <https://www.pge.tvip.pl/>
Po dokonaniu rejestracji otrzymają Państwo link dostępu do transmisji.
Zalecamy **rejestrację co najmniej 15 minut przed planowaną transmisją.**

Wszelkie pytania prosimy kierować na adres pgeresults@gkpge.pl
podczas trwania transmisji internetowej lub przed jej rozpoczęciem,
a także poprzez kwestionariusz na stronie transmisji.

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja	Analityk
BDM	Krystian Brymora
BOŚ	Jakub Viscardi
Citigroup	Piotr Dzięciołowski
Erste Group	Marcin Górnik
IPOPEMA	Robert Maj
mBank	Kamil Kliszc
Pekao	Maksymilian Piotrowski
PKO BP	Andrzej Rembelski
Raiffeisen Centrobank	Oleg Galbur
Santander Biuro Maklerskie	Paweł Puchalski
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Trigon Dom Maklerski	Michał Kozak
Wood & Company	Ondrej Slama

Zastrzeżenie

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (dalej „Spółkę” lub „PGE”) oraz inne jednostki. Niniejsza prezentacja nie stanowi rekomendacji, oferty czy zachęty do sprzedaży lub zakupu papierów wartościowych Spółki, ani spółek zależnych, w żadnej jurysdykcji. Żadna część niniejszej prezentacji, ani fakt jej dystrybuowania nie powinien tworzyć podstawy, ani wiązany z jakąkolwiek decyzją inwestycyjną, kontraktem czy zobowiązaniem.

Działamy w sektorze dla którego trudno jest uzyskać precyzyjne informacje branżowe i rynkowe. Dane rynkowe i branżowe oraz prognozy i stwierdzenia użyte w niniejszej prezentacji dotyczące rynkowej pozycji PGE oparte są na założeniach, które uważamy za rozsądne i pochodzą z naszych wewnętrznych badań i analiz, wykonanych na nasze zamówienie przez podmioty zewnętrzne lub z publicznych źródeł i powszechnie dostępnych publikacji takich jak prasa.

Niniejsza prezentacja ani żadne materiały dystrybuowane wraz z tą prezentacją nie są adresowane, ani przeznaczone do użytku przez obywateli lub rezydentów żadnego stanu, kraju czy jurysdykcji, gdzie taka dystrybucja, publikacja, udostępnienie lub użycie byłoby sprzeczne z prawem, regulacją lub podlegało rejestracji bądź licencjonowaniu.

Prezentacja zawiera zwroty dotyczące przyszłości. Te zwroty zawierają słowa „antycypować”, „wierzyć”, „zamierzać”, „szacować”, „oczekiwać” oraz wyrazy bliskoznaczne. Wszystkie określenia inne niż informacje historyczne zawarte w niniejszej prezentacji, dotyczące m.in. finansów Spółki, strategii biznesowej, planów i celów Zarządu (także planów rozwoju i celów odnośnie produktów i usług) są zwrotami dotyczącymi przyszłości.

Kontakt dla inwestorów



Filip Osadczuk – Szef IR

filip.osadczuk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 24

Kom: +48 695 501 370



Krzysztof Dragan

krzysztof.dragan@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 15 13

Kom: +48 601 334 290



Stanisław Ozga, CFA

stanislaw.ozga@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 69

Kom: +48 887 171 324