

doi:10.15199/48.2024.08.14

## Krajowa elektroenergetyka w latach 2020 - 2023

**Streszczenie.** Referat zawiera statystyczny obraz elektroenergetyki w Polsce w okresie ostatnich czterech lat obejmujący bilans energii, koszty dostaw i ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz na rynku detalicznym, a także wyniki finansowe uzyskane przez podsektory elektroenergetyki na prowadzeniu działalności energetycznej.

**Abstract.** This paper contains statistical view of Polish power industry during period 2020-2022, including electricity balance, cost of delivers, prices on wholesale and retail markets, also financial results of energy business (**Polish power industry 2020-2022**)

**Słowa kluczowe:** bilans energii elektrycznej, rynek hurtowy i detaliczny, ceny, wyniki finansowe.

**Keywords:** electricity balance, wholesale and retail market, financial results

### Wstęp

Lata, które zostały objęte tematyką referatu były dla omawianej dziedziny gospodarki, tak jak dla społeczności i gospodarek całego świata, okresem pełnym zagrożeń i wyzwań odbiegających znacząco od tych, które towarzyszyły nam w spokojniejszym i sprzyjającym rozwojowi okresie poprzednim. Pandemia Covid-19, która wybuchła na przełomie lat 2019/2020 oraz wielkoskalowy atak Rosji na Ukrainę z lutego 2022 roku w zdecydowany sposób wpłynęły na handlowe stosunki międzynarodowe, generując zmiany dostępności i cen wielu surowców oraz towarów. Tak jak inne kraje, Polska, w tym polska energetyka oraz jej klienci, odczuła trudności tego okresu. Wprowadzane były specjalne rozwiązania prawne ograniczające skutki pandemii dla obywateli i przedsiębiorstw. Nowe rozwiązania generowały z kolei konieczność dokonywania zmian w dotychczasowych sposobach i procedurach działania firm, co nie ominęło również przedsiębiorstw funkcjonujących w sektorze elektroenergetycznym. Jako przykład takich rozwiązań warto wymienić choćby:

- kolejne tzw. „Tarcze anty kryzysowe” wprowadzane od końca marca 2020 roku, zmieniające niektóre przepisy ustawy Prawo energetyczne, czy ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- krajowe rozporządzenie zmieniające zasady składania ofert na rynku bilansującym w związku z gwałtownymi zmianami cen na rynku energii z września 2022 roku
- rozporządzenie Rady UE z października 2022 r. dotyczące interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii,
- ustawy z października 2022 roku służące ochronie odbiorców oraz ograniczające wzrosty cen energii elektrycznej, ustawy z połowy roku 2023 wprowadzające zmiany i szereg nowych rozwiązań w ustawie Prawo energetyczne oraz w ustawie o odnawialnych źródłach energii.

Wprowadzenie skutki tych ostatnich aktów prawnych będą znacząco odczuwalne w latach następnych, jednak część przepisów weszła w życie już w roku 2023.

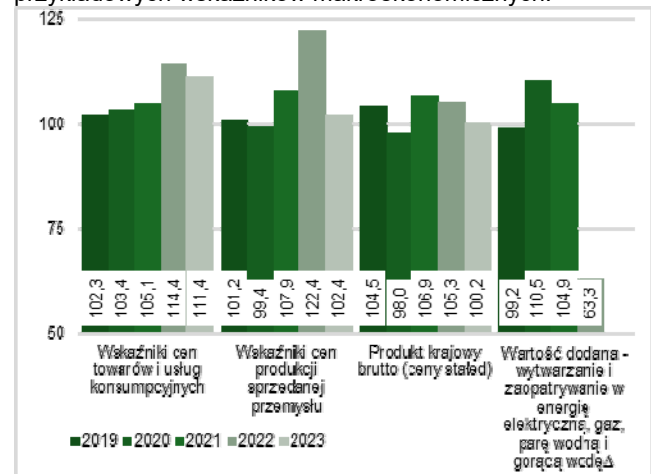
Niniejszy referat jest próbą przedstawienia statystycznego obrazu elektroenergetyki w Polsce w okresie ostatnich czterech lat. Nie omawiamy w nim szczegółowo zmian warunków działania firm energetycznych kształtowanych przepisami prawa, tylko w niewielkim stopniu odnosimy się do skutków zmian poszczególnych przepisów, chyba że wpłynęły one w zdecydowany sposób na sytuację sektora czy poszczególnych grup przedsiębiorstw.

Referat obejmuje okres 2020-2023, jednak ponieważ rok 2020 był nietypowy ze względu na ograniczenia wynikające

z reżimu walki z pandemią Covid-19, przy okazji omawiania niektórych aspektów sięgnięto również po obraz roku 2019.

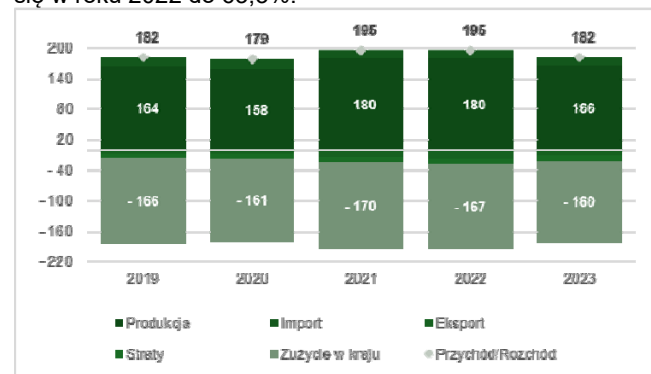
### Moce wytwórcze i bilans energii elektrycznej

W omawianym okresie mieliśmy do czynienia z dużymi wahaniami zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającymi ze zmiennej koniunktury gospodarczej, co można zaobserwować nawet na podstawie kilku przykładowych wskaźników makroekonomicznych.



Rys.1. Wybrane dane makroekonomiczne, (%) [1]

Produkt krajowy brutto podlegał znacznym wahaniom, w roku 2022 inflacja przekroczyła 14%, a wskaźniki cen produkcji sprzedanej przemysłu (obejmującego elektroenergetykę) wzrosły aż o 22%. Jeśli chodzi o szeroko rozumiany sektor energetyczny to dynamika wypracowywanej przez niego wartości dodanej zmniejszyła się w roku 2022 do 63,3%.



Rys.2. Bilans energii elektrycznej, (TWh) [2],[3]

W stosunku do roku 2019, zużycie energii w Polsce obniżyło się o 4,5 TWh. Następny rok, 2021, przyniósł ogromny wzrost zużycia energii, na poziomie 9 TWh<sup>1</sup>. Tak duże zmiany są odzwierciedleniem stanu krajowej gospodarki w okresie dwóch lat pandemii – ogromnego wyhamowania w pierwszym roku i powrotu do poziomu zbliżonego do wcześniejszego - zmiany w zużyciu energii elektrycznej są bowiem ściśle skorelowane ze zmianami koniunktury gospodarczej. Dla rozpatrywanego okresu, jak również historycznie, maksimum krajowego zużycia energii (180,5 TWh) przypadło na rok 2021, potem nastąpił spadek, do poziomu 170,2 TWh w roku ubiegłym. Nie dla wszystkich grup klientów – odbiorców energii elektrycznej wychodzenie z kryzysu spowodowanego pandemią było równie łatwe.

Tabela 1. Dostawy z sieci do odbiorców końcowych (TWh) [2], [3]

	2019	2020	2021	2022	2023
Wysokie i najwyższe napięcia	27,9	26,9	29,4	29,0	27,2
Średnie napięcia	53,9	51,7	55,0	54,7	52,7
Niskie napięcia	25,5	23,9	25,5	23,6	22,5
Gospodarstwa domowe	30,6	31,5	31,9	32,0	32,0

O ile dla odbiorców przyłączonych do sieci wysokich i średnich napięć dostawy w roku 2021 znacznie wzrosły, o tyle dla grupy małych odbiorców komercyjnych ledwo osiągnęły poziom z roku 2019.

Lata 2021 – 2022, to okres pewnej stabilności w dostawach dla dużych firm i gospodarstw domowych, natomiast dla roku ubiegłego (2023) notujemy znaczne spadki, w szczególności dla dużych odbiorców (Tab.1.)

W przypadku gospodarstw domowych zauważalny był wzrost dostaw w roku 2020, czyli okresie pandemii, kiedy w wielu instytucjach i firmach wprowadzono pracę zdalną. W kolejnych latach dostawy do gospodarstw domowych ustabilizowały się na poziomie 32 TWh. Trzeba jednak pamiętać, że zużycie w tej grupie jest większe, co ma związek z dynamicznym wzrostem liczby prosumenckich instalacji fotowoltaicznych. O ile w styczniu 2021<sup>2</sup> roku liczba takich instalacji wynosiła 472 tys. a ich łączna moc 2,9 GW, to na koniec roku 2023 mamy odpowiednio 1383 tys. oraz 10,7 GW. W roku 2023 tego rodzaju źródła wprowadziły do sieci KSE 6,8 TWh energii. Przy założeniu, że tylko 20% wytworzonej energii jest zużywana „na miejscu”, można szacować, że zużycie gospodarstw domowych było w ubiegłym roku większe o 1,7 TWh niż dostawy do nich z sieci.

Kolejnym kierunkiem dostaw energii z sieci KSE jest eksport (w tym przypadku oddanie energii za granicę). O ile w roku 2020 był on stosunkowo niski (7,4 TWh), to w następnych dwóch latach wzrósł dwukrotnie (14,2 i 16,9 TWh). W roku ubiegłym eksport zmniejszył się do 11,4 TWh).

Do systemu energetycznego wpływała energia z produkcji elektrowni krajowych oraz importu, przy czym, jeśli chodzi o dywersyfikację kierunków dostaw, była ona

<sup>1</sup> Z uwzględnieniem strat i różnicy bilansowej były to zmiany odpowiednio 3,3 i 9,2 TWh

<sup>2</sup> Dane o instalacjach prosumenckich zaczęły być rejestrowane w statystyce publicznej z początkiem 2021 roku. Sformalizowanie powstawania takich źródeł nastąpiło znacznie wcześniej, w roku 2016, za sprawą zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii. Ich dynamiczny rozwój nastąpił, przede wszystkim w związku z uruchomieniem w sierpniu 2019 roku programu wsparcia pn. *Mój Prąd*. W roku 2022, kiedy wprowadzono nowy sposób rozliczeń z prosumentami, tempo wzrostu liczby instalacji wyhamowało.

zmienna. Największy udział importu - 12% (20,6 TWh) notowaliśmy w pierwszym roku pandemii (2020). Wówczas polskie elektrownie wyprodukowały 158 TWh. Tak niski poziom produkcji był notowany w Polsce ostatnio w latach 2010 i 2014. Następne dwa lata (2021 i 2022) przyniosły jednakową produkcję energii (179,6 oraz 179,7 TWh) oraz podobny poziom importu (15,1 oraz 15,2TWh). Natomiast w roku 2023 notujemy znaczny spadek produkcji energii (166,4TWh) przy imporcie podobnym jak w latach poprzednich (15,1TWh).

W okresie ostatnich czterech lat zmieniła się zdecydowanie struktura wytwarzania energii elektrycznej, nastąpił bowiem istotny przyrost udziału odnawialnych źródeł energii. W latach 2020-2023 ich generacja wzrosła z 28 do 45 TWh<sup>3</sup> (z 17,6 do 26,8%).

Jeśli z kolei wziąć pod uwagę moce wytwórcze, to tutaj proporcje wyglądają inaczej. Różnice te wynikają ze znacznie mniejszej stabilności wytwarzania w instalacjach OZE niż w elektrowniach konwencjonalnych. Udział mocy instalacji OZE w energetyce krajowej wzrósł z 24% (12,5 GW) w roku 2020 do 43% (28,7 GW). Łącznie moc elektrowni wzrosła o 28%, z 52 GW do 66,4 GW do czego przyczynił się również wzrost źródeł gazowych (z 3,2 do 4,1 GW). Wzrost mocy węglowych wynikający z uruchomienia bloku o moc 910 MW w elektrowni Jaworzno, został zrównoważony przez wycofanie z eksploatacji najstarszych bloków 120 MW-owych. Niemniej jednak, nadal ponad 56% mocy turbospełnów w elektrowniach ciepłych zawodowych (łączna moc to 33,6 GW)<sup>4</sup> ma ponad 30 lat. Najnowsze, których wiek nie przekracza 10 lat stanowią niecałe 20% mocy tych turbospełnów.

Tabela 2. Moce wytwórcze w Polsce [2] [3]

	2020		2021		2022		2023	
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
Elektrownie konwencjonalne i szczytowo-pompowe	39,4	76%	39,1	70%	37,6	62%	37,7	57%
Instalacje OZE	12,5	24%	16,9	30%	22,8	38%	28,7	43%
Kraj	51,9	100%	56,0	100%	60,4	100%	66,4	100%

### Koszty wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej Wytwarzanie

W okresie uwzględnionym w referacie poziom kosztów wytwarzania energii ulegał dosyć gwałtownym zmianom. Rynki międzynarodowe reagowały na ograniczenia wynikające z pandemii, wojny w Ukrainie i sankcji nakładanych na Rosję, m.in. ograniczenia w imporcie paliw z tego kierunku. Ceny surowców, w tym paliw gwałtownie rosły, co w szczególności w przypadku gazu znajdowało odzwierciedlenie w kosztach wytwarzania w Polsce. Najwyższy poziom cen ropy naftowej, gazu oraz węgla notowano w połowie 2022 roku (Tab. 3). O ile ropa naftowa podrożała „zaledwie” dwukrotnie, to wzrost cen węgla w portach ARA był niemal 10-krotny, a gazu ziemnego w największym europejskim hubie TTF w Holandii 20-krotny. Do końca 2023 roku ceny tych dwóch paliw zdecydowanie spadły, niemniej jednak nie wróciły do poziomu z lat 2019/2020, a wręcz pozostały ponad dwukrotnie wyższe.

<sup>3</sup> Łącznie ze współspalaniem

<sup>4</sup> Dane na koniec roku 2022 [2]

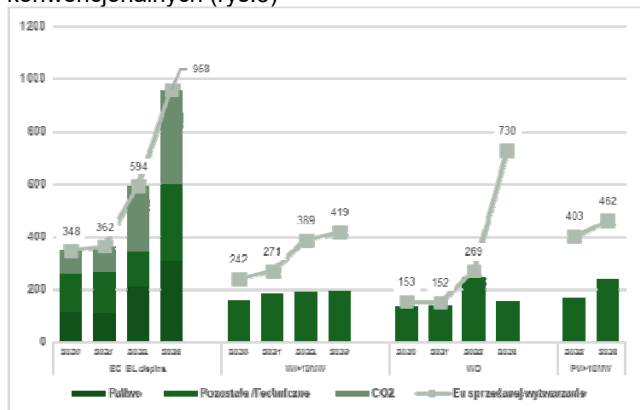
Tabela 3. Ceny i dynamika cen paliw na rynkach światowych, opracowanie własne na podstawie [4],[5],[6]

	Ceny				Dynamika cen, %			Okresy cen max
	sty.20	cz. lip. sie.22	cze.23	gru.23	cz. lip. sie.22 / sty.20	cze. 23 / sty. 20	gru. 23 / sty. 20	
Ropa naftowa [USD/bbl]	56,6	116,1	72,2	77,0	205	127	136	cze.22
Gaz ziemny TTF [EUR/MWh]	11,2	232,4	32,9	37,4	2 079	294	335	sie.22
Gaz ziemny TGE RDN [EUR/MWh]	13,87	235,03	34,36	40,89	1 695	248	295	sie.22
Gaz ziemny TGE BASE Y <sub>n+1</sub> RDN [EUR/MWh]	18,42	216,95	54,56	42,09	1 178	296	229	sie.22
Węgiel - porty ARA [zł/t]	190,8	1850,3	495,4	509,4	970	260	267	lip.22
Indeks PSMCI1 [zł/t]	268,3	641,4	738,6	657,2	239	275	245	cze.23
Węgiel - sprzedaż z kopalni do energetyki zawodowej [zł/t]	247,6	411,6	703,4	613,3	166	284	248	cze.23

W przypadku cen węgla, w Polsce występuje pewne przesunięcie w stosunku do cen na rynkach międzynarodowych, ponieważ gros tego paliwa dostarczają kopalnie krajowe. Gaz ziemny drożał natomiast na TGE w Warszawie równoległe ze wzrostami cen międzynarodowych.

Drugim czynnikiem w zdecydowanym stopniu wpływającym na koszty wytwarzania energii w Polsce są ceny pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. Tutaj wzrosty, które nastąpiły w okresie do pierwszego kwartału 2019, były nawet czterokrotne. Ceny osiągnęły poziom 420zł/t na rynku SPOT i 450 zł/t w kontraktach BASE<sub>n+1</sub> (odpowiednio pierwszy kwartał 2022 oraz drugi kwartał 2023) [7].

Wysokie ceny paliw oraz pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> to główne, choć nie jedyne przyczyny wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach konwencjonalnych (rys.3)



Rys.3. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, (zł/MWh) [2] [3] [8]

W 2023 roku obok kosztów paliw oraz kosztów CO<sub>2</sub>, znacznie wzrosły pozostałe pozycje kosztów, w szczególności (i) amortyzacja – ze względu na zaliczenie do tutaj odpisów aktualizujących wartość aktywów w jednej z grup energetycznych oraz (ii) koszty, które w ubiegłym roku pojawiły się w postaci odpisów na Fundusz Różnicy Ceny (Fundusz) na mocy ustawy stabilizującej ceny dla gospodarstw domowych, mikro i małych przedsiębiorców oraz jednostek samorządu terytorialnego<sup>5</sup>. Ta ostatnia

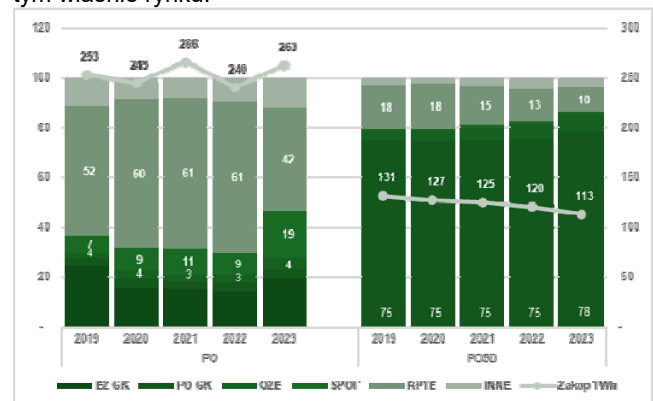
<sup>5</sup> Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku.

pozycja podniosła również łączne koszty (koszty energii sprzedanej z własnej produkcji)<sup>6</sup> w elektrowniach wodnych. Dla elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaicznych (o mocach od 10MW) różnice pomiędzy kosztem technicznym wytwarzania a kosztem energii sprzedanej wynikają w największym stopniu z kosztów kredytów zaciągniętych na budowę instalacji, a w przypadku źródeł wiatrowych również z tytułu wpłat na Fundusz.

Porównując koszty jednostkowe trzeba mieć również na uwadze różnice w poziomie wolumenu wytwarzanej energii, które wpływają na poziom kosztów stałych. W przypadku instalacji OZE są one w zasadzie równoważne technicznym kosztom wytwarzania, a w przypadku źródeł ciepłych – w prezentowanym tutaj układzie, w latach 2020 – 2022 odpowiadają kosztom pozostałym, natomiast w roku 2023 stanowią 70% pozostałych kosztów.

#### Obrót

Wzrost kosztów wytwarzania przełożył się w sposób oczywisty na ceny hurtowe energii elektrycznej, a tym samym koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa obrotu (rys.4). Jednocześnie, spadek popytu na energię oraz wysokie ceny hurtowe spowodowały zmniejszenie obrotów na rynku hurtowym, w szczególności w roku 2022, co odnotowały głównie spółki działające przede wszystkim na tym właśnie rynku.



Rys.4. Struktura obrotów na rynku hurtowym - zakup energii przez spółki obrotu, (% - lewa oś; TWh- prawa oś) [2] [8]

Znaczna zmiana struktury zakupów w spółkach działających głównie na rynku hurtowym (grupa PO) nastąpiła w roku 2023. W ostatnim kwartale roku 2022 zniesiony został bowiem obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez jej wytwórców na rynkach zorganizowanych, w tym na towarowej giełdzie energii (zniesienie tzw. obliża giełdowego). Nastąpił duży spadek obrotów na rynku terminowym na rzecz rynku SPOT oraz zakupów bezpośredniego od wytwórców. Można to było zaobserwować na przykładzie skali kontraktów rocznych na rynku terminowym TGE SA (tab. 4).

Tabela 4. Wolumen obrotów oraz średnie ceny dla kontraktów rocznych Base\_Y na kolejne lata, opracowanie własne na podstawie [5]

	Base Y 19	Base Y 20	Base Y 21	Base Y 22	Base Y 23	Base Y 24
Wolumen [TWh]	238,4	265,4	236,1	358,8	906,6	663,7
Cena [zł/MWh]	133,0	135,1	144,7	127,9	84,6	41,8

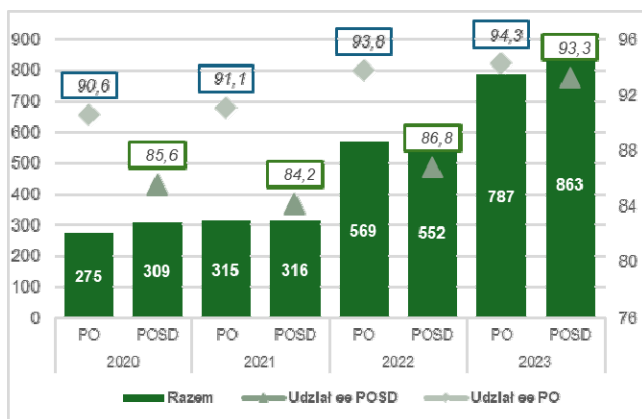
Maksimum obrotów w kontraktach rocznych Base\_Y dotyczyło dostaw w roku 2021 na który sprzedano blisko

<sup>6</sup> Należy zwrócić uwagę na fakt, iż część wytwórców prowadzi również działalność w ramach koncesji na obrót, tutaj nie uwzględnionej

145 TWh. Na rok 2023 sprzedano zaledwie ok. 85 TWh, natomiast w kontraktach na rok bieżący (2024) obroty w ciągu całego okresu notowań, czyli 3 lat, sięgnęły niespełna 42 TWh.

Średnia cena z kontraktów Base\_Y z dostawą w roku 2023 była bardzo wysoka, przekraczająca 900zł/MWh. Średnie ceny zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu były jednak w ostatnim roku niższe niż w tych kontraktach, dla grupy PO cen średnia wyniosła 741 zł/MWh, dla grupy POSD 806 zł/MWh.

Ceny zakupu energii są czynnikiem decydującym o poziomie kosztów w spółkach obrotu. Udział zakupu energii w kosztach jednostkowych energii sprzedanej odbiorcom końcowym jest w przedsiębiorstwach obrotu bardzo wysoki, przy czym nieco zróżnicowany dla grupy dużych firm zajmujących się głównie obsługą odbiorców końcowych (grupa POSD) oraz grupy PO.



Rys.5. Jednostkowe koszty energii sprzedanej odbiorcom końcowym w przedsiębiorstwach obrotu, (zł/MWh – lewa oś; % - prawa oś) opracowanie własne na podstawie [2] [3] [8]

Pierwsza z grup, obsługująca gros klientów, w tym niemal wszystkie gospodarstwa domowe, ma zdecydowanie bardziej rozbudowane zasoby, w tym zatrudnienie, które na koniec roku 2022 wynosiło blisko 3200 etatów, przy zatrudnieniu w grupie PO na poziomie niecałych 700 etatów [2]. Dla POSD udział zakupu energii wahał się w kilku poprzednich latach w granicach 84 – 86%, a w roku ubiegłym wzrósł do wysokiego poziomu 93%, zbliżając się do udziału zakupu energii w grupie PO, dla której ten wskaźnik przekracza od lat 90%, a w roku 2023 osiągnął skalę 94%.

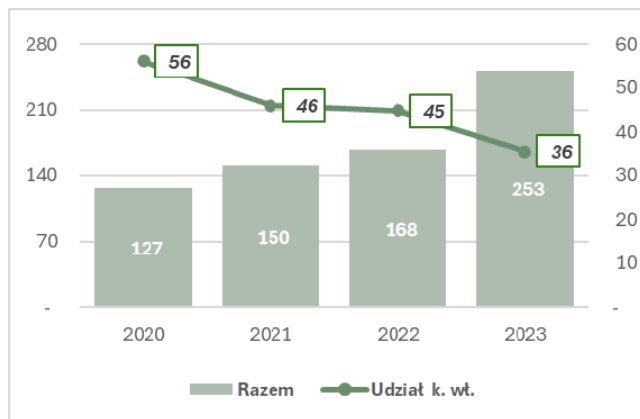
Dla okresu 2020-2023 dynamika kosztów jednostkowych energii sprzedanej odbiorcom końcowym odpowiadała skalą wzrostowi kosztów wytwarzania w elektrowniach ciepłych, czyli +/- 280%.

### Dystrybucja

Jednostkowe koszty dystrybucji energii również rosły w ostatnich latach, przy czym dynamika wzrostu łącznego kosztu była znacznie większa niż kosztów własnych OSD - wyniosła w skali czterech lat 212% przy wzroście kosztów własnych w granicach 130%. W okresie od roku 2020 udział kosztów własnych w omawianych kosztach jednostkowych zmniejszył się z 56 do 36%.

Decydujące o wzroście kosztów dystrybucji były rosnące ceny energii elektrycznej kupowanej przez OSD na potrzeby pokrywania strat sieciowych oraz przenoszone w stawce zmiennej opłat przesyłowych, a w roku 2023 duży wzrost pozostałych stawek opłat przesyłowych kupowanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

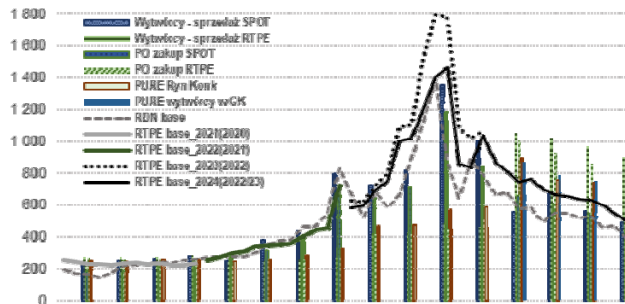
### Ceny energii elektrycznej



Rys.6. Jednostkowe koszty dystrybucji łącznie z opłatami pobieranymi od odbiorców końcowych w ramach systemów wsparcia, (zł/MWh – lewa oś; % - prawa oś) opracowanie własne na podstawie [2] [3] [8]

### Rynek hurtowy

Ważnym wyznacznikiem cen hurtowych energii elektrycznej są wspomniane wcześniej kontrakty roczne notowane na Towarowej Giełdzie Energii. Poziom tych cen obserwowany na bieżąco, wskazuje jednak na ceny, z którymi będziemy mieć do czynienia dla dostaw realizowanych w następujących okresach. Natomiast koszty firm energetycznych generowane są w dużym stopniu przez kontrakty zawierane wcześniej oraz zakupy na bieżącym rynku giełdowym, który w roku 2023 znacznie urosł. Średnie ceny rynkowe dla energii z dostawą w danym roku kształtowały się w do końca 2022 roku na niższym poziomie niż notowane w tym samym czasie ceny giełdowe. Dane prezentowane na rysunku 7 odzwierciedlają różnice pomiędzy cenami notowanymi na TGE i średnimi cenami energii dostarczanej w tym samym okresie kwartalnych kolejnych lat.



Rys.7. Średnie ceny energii na rynku hurtowym (zł/MWh): TGE SA - kontrakty Base na RDN i RTPE, Wytwórcy sprzedaż - kontrakty Base na SPOT i RTPE, Grupa PO zakup – kontrakty Base na SPOT i RTPE, Rynek konkurencyjny<sup>7</sup>, Sprzedaż przez wytwórców w grupach kapitałowych<sup>8</sup> opracowanie własne na podstawie [3],[5],[9]

W pierwszych miesiącach 2020 roku średnie ceny na rynku SPOT nie przekraczały 190 zł/MWh, spadając nawet do 150 zł/MWh w kwietniu na skutek bardzo niskiego popytu wynikającego z ogłoszenia lockdown-u w związku z pandemią Covid-19. Przedsiębiorstwa grupy PO kupiły na rynku terminowym TGE energię z dostawą w pierwszym kwartale 2020 po średniej cenie 265 zł/MWh. Od tego momentu do połowy roku 2022 notowaliśmy, choć

<sup>7</sup> Publikowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki [9]

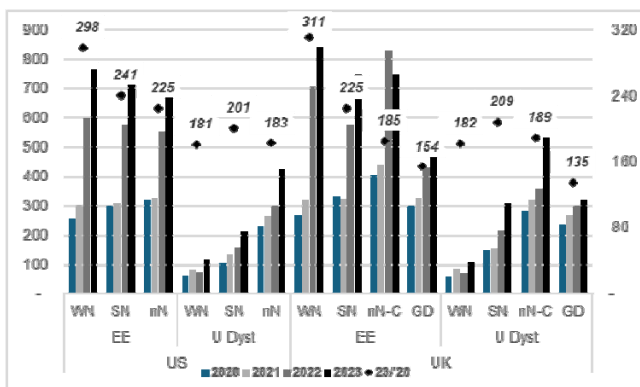
<sup>8</sup> ibidem



z pewnymi wahaniami, rosnący trend poziomu cen hurtowych. Najwyższe ceny notowano latem 2022 roku, kiedy najdroższy był gaz i kiedy wytwórcy wykorzystujący to paliwo zgłaszali bardzo wysokie ceny energii. W sierpniu, na rynku dnia następnego średnia cena miesięczna osiągnęła poziom 1390 zł/MWh, a na RTPE<sup>9</sup> w sierpniu i we wrześniu w kontraktach Base\_Y na rok 2023 przekraczała 1780 zł/MWh. Był to okres najwyższych cen nośników energii na rynkach światowych, odbijający się na cenach w Polsce. Od tego momentu, także na skutek okresowego ograniczenia poziomu ofert składanych na rynku bilansującym<sup>10</sup>, ceny spadały. Z końcem roku 2023 (w grudniu) mieliśmy na RDN<sup>11</sup> ceny na poziomie 376,53 zł/MWh, a na rynku terminowym cena średnia obniżyła się do 491,7 zł/MWh. Jednocześnie cena z dostawą w czwartym kwartale 2023, dla energii zakupionej przez spółki obrotu (PO) na rynku terminowym TGE wyniosła 844,7 zł/MWh.

### Rynek detaliczny

W związku z dynamiką hurtowego rynku energii, ceny dla odbiorców końcowych również rosły, jednak sytuacja poszczególnych grup konsumentów energii była zróżnicowana.



Rys.8. Średnie ceny w sprzedaży i dostawach energii elektrycznej do odbiorców końcowych w umowach kompleksowych (UK) i umowach rozdzielnych (US), (zł/MWh) [2] [3]

Gwałtownym wzrostem cen charakteryzował się rok 2022. Największe wzrosty dotknęły dużych konsumentów energii – ceny w ich kontraktach zakupowych w większości powiązane są z cenami na bieżącym rynku hurtowym, a tam mieliśmy w połowie 2022 roku dynamiczny wzrost cen. W roku 2023 ceny energii w tej grupie odbiorców były trzykrotnie wyższe niż w roku 2020. Firmy z tej grupy odbiorców uzyskują pewne wsparcie, poprzez ograniczenie dla nich obowiązków związanych m.in. opłatami OZE oraz opłatami kogeneracyjnymi. Odbiorcy przemysłowi zużywający od 100GWh energii elektrycznej w roku (głównie odbiorcy WN), dla części zużywanej energii, samodzielnie realizują obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego oraz uiszczają opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjne. Ponadto sektory energochłonne uzyskują rekompensaty z tytułu przenoszenia kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na ceny energii elektrycznej zużywanej do wytwarzania produktów

<sup>9</sup> RTPE - Rynek Terminowy Produktów z dostawą energii na TGE SA

<sup>10</sup> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022r zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – utraciło moc w maju 2023r.

<sup>11</sup> RDN – Rynek dnia następnego na TGE SA

w sektorach lub podsektorach energochłonnych.<sup>12</sup> Rekompensaty te zostały wypłacone z lata 2020,2021 i 2022 w wysokości odpowiednio: 0,82 mld zł, 0,76 mld zł i 1,75 mld zł. [9]

Duże wzrosty, powyżej 200%, odnotowano również dla pozostałych odbiorców komercyjnych (rys.8). Gospodarstw domowych wzrosty nie dotknęły w tak dużym stopniu, ponieważ ograniczone zostały obciążenia podatkowe związane z energią elektryczną – stawka akcyzy wynosiła w roku 2022 0 zł/MWh, a podatek VAT został obniżony do 5%. Taki poziom podatku VAT obowiązywał w 2022 roku dla wszystkich odbiorców. W roku 2023 dla gospodarstw domowych, mikro i małych firm oraz jednostek samorządu terytorialnego dynamika cen została ograniczona poprzez interwencję na rynku wyznaczającą dla tych grup odbiorców ceny maksymalne energii<sup>13</sup>. Dla gospodarstw domowych, które przekroczyły limity zużycia energii wyznaczone w ustawie<sup>14</sup> była to cena na poziomie 693 zł/MWh bez uwzględnienia podatków (akcyzy i VAT), dla pozostałych odbiorców uprawnionych 785 zł/MWh również bez uwzględnienia podatków. W sierpniu 2023 roku cena maksymalna dla tej grupy odbiorców została obniżona do poziomu 683 zł/MWh<sup>15</sup>. Jednocześnie powiększono limity zużycia dla gospodarstw domowych do których stosowana była przez największych sprzedawców cena wg taryf obowiązujących na dzień 1 stycznia 2022 r., dla niektórych przedsiębiorstw były to ceny z wcześniej obowiązujących taryf, albo średnie ceny z taryf zatwierdzonych na 2022 r. przez Prezesa URE dla sprzedawców z urzędu. Zgodnie z informacjami Prezesa URE, średnie ceny energii elektrycznej wynikające z taryf sprzedawców z urzędu obowiązujących na dzień 1 stycznia 2022 r. wynosiły 0,4120 zł/kWh, z taryf sprzedawców z urzędu obowiązujących na dzień 1 stycznia 2023 r. 1,0767 zł/kWh, a z taryf obowiązujących na dzień 1 stycznia 2024 – w wyniku malejących cen na rynku hurtowym – 0,7393zł/kWh.[9]

Powyższe działania spowodowały zmniejszenie w roku 2023 cen w grupie mniejszych odbiorców komercyjnych (umowy kompleksowe w grupie nN) - dynamika dla okresu czterech lat wyniosła 185%. W skali czterech lat, gospodarstwa domowe odczuły z kolei wzrost średnich cen energii „zaledwie” o ok. 55%, przy czym mowa tu o cenach netto. Dla gospodarstw domowych znaczenie ma również skala podatku VAT.

Łączne ceny obejmują, obok energii, opłaty za jej dystrybucję oraz pobierane przez dystrybutorów opłaty wynikające z systemów wsparcia: (i) dla energii ze źródeł odnawialnych, (ii) energii z wysokosprawnej kogeneracji, (iii) opłaty na rzecz rynku mocy, (iv) czy kończących się już opłat wynikających z konieczności pokrycia kosztów rozwiązania kontraktów długoterminowych zawieranych w energetyce w latach 90-tych ubiegłego wieku. Ponadto, w cenie energii przenoszone są również koszty wynikające z obowiązku zakupu świadectw pochodzenia dla energii z OZE oraz świadectw efektywności energetycznej.

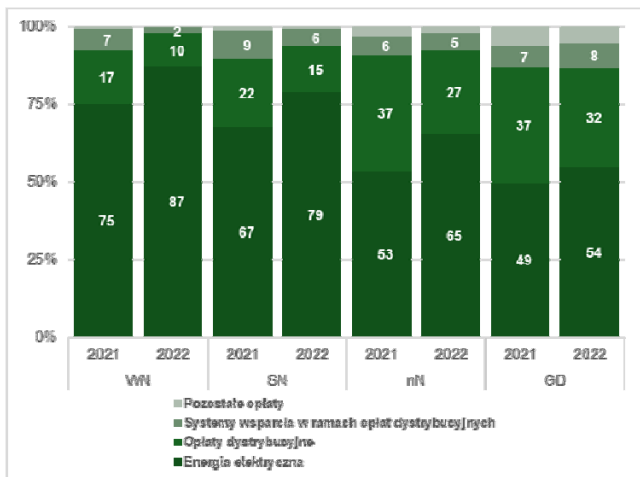
Możemy prześledzić strukturę średnich cen na przykładzie lat 2021 i 2022, kiedy dynamika zmian była największa (rys.9).

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych

<sup>13</sup> Ustawa wymieniona w odnośniku 5

<sup>14</sup> Ustawa z dnia 7 października 2022 o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej

<sup>15</sup> Ustawa z dnia 16 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw



Rys. 9. Struktura łącznych średnich cen energii dla odbiorców końcowych, (%), opracowanie własne na podstawie [2]

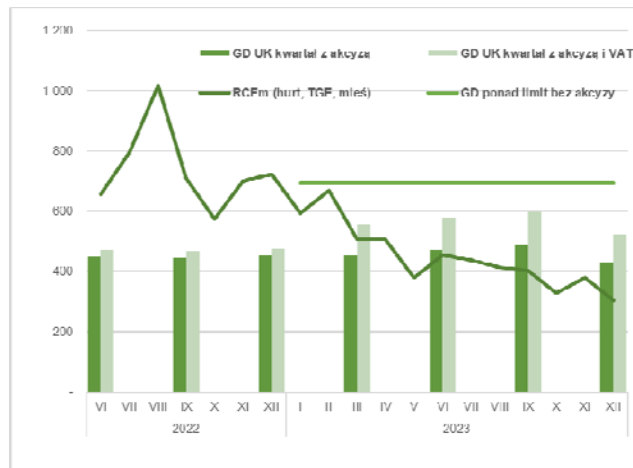
We wszystkich grupach odbiorców, chociaż przy mocno zróżnicowanym poziomie, największy udział w cenach ma energia elektryczna. Zwraca uwagę niewielkie zróżnicowanie udziału opłat wynikających z systemów wsparcia. Dla poziomu tych opłat decydujące znaczenie mają opłaty na rzecz rynku mocy (w granicach 88-94%) oraz rosnący, wraz z obniżaniem poziomu napięcia pobieranej energii, udział pozostałych opłat, w których dominują opłaty abonamentowe.

Poziom wszystkich opłat pobieranych przez dystrybutorów, tak jak ceny energii, ulegał wzrostowi. Nie były to jednak wzrosty tak znaczne jak w przypadku energii (rys. 8). Dla gospodarstw domowych opłaty dystrybucyjne, podobnie jak ceny energii, zostały zatrzymane na poziomie taryf zatwierdzonych na rok 2022, dlatego ich dynamika w okresie 2020-2023 ograniczyła się do 135%.

Działania ograniczające wzrost cen znalazły odzwierciedlenie w stosunkowo korzystnej sytuacji Polski w porównaniu z innymi państwami Unii Europejskiej. Jeśli chodzi o dynamikę cen energii pomiędzy drugą połową 2022, kiedy ceny hurtowe były najwyższe, w stosunku do drugiej połowy roku 2020, dla standardowych gospodarstw domowych, czyli gospodarstw zużywających 1000 - 2500 kWh/rok Polska znalazła się w połowie stawki pod względem poziomu w roku 2022 oraz na 10 miejscu pod względem dynamiki wskaźnika *cena brutto w jednostkach standardowej siły nabywczej (PPS/100kWh)*<sup>16</sup>. Również wg powyższego wskaźnika dla standardowej grupy przedsiębiorstw o zużyciu rocznym 2000 – 20000 MWh Polska uplasowała się w połowie stawki, a pod względem dynamiki dla tego samego okresu jest na miejscu 6. W pierwszej połowie 2023 roku pozycja Polski, w przypadku omawianego wskaźnika dla przedsiębiorstw, pogorszyła się. Polska znalazła się w grupie 3 państw o najwyższym poziomie cen (wskaźnika) dla tej grupy firm [8].

Ze swoistym połączeniem obu rynków – hurtowego i detalicznego, mamy do czynienia w przypadku rozliczeń energii wprowadzanej do sieci i pobieranej przez prosumentów energii odnawialnej w systemie net-billingu, obowiązującym dla instalacji budowanych od drugiego kwartału 2022 roku. Dla instalacji, które wprowadzanie energii do sieci rozpoczęły wcześniej, stosowany jest nadal system net-metering.

<sup>16</sup> Cena ze wszystkimi podatkami

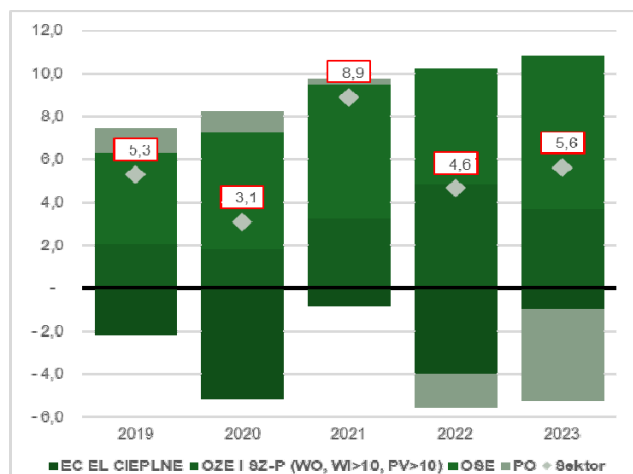


Rys.10. Rynkowa cena miesięczna i ceny energii dla gospodarstw domowych, (zł/MWh) [3] [10]

W ramach net-billingu prosumenci „sprzedają” i „kupują” energię po wcześniejszym jej zbilansowaniu. Za energię pobieraną z sieci płacą wg cen sprzedawcy, z którym mają zawartą umowę, za energię wprowadzaną do sieci uzyskują średnie ceny miesięczne (do końca czerwca 2024, potem jako cena energii elektrycznej ustalana jest dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania)<sup>17</sup> kształtowane na hurtowych rynkach dnia następnego (RCEm). W początkowym okresie stosowania systemu taki sposób wydawał się korzystny dla prosumentów, jednak z czasem opłacalność malała. Z porównania ww. cen (rys. 10) wynika, że mniej więcej od końca pierwszego kwartału 2023 średnie ceny dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych z uwzględnieniem podatków (VAT i akcyza) są wyższe RCEm.

### Wyniki finansowe

W ostatnich latach wyniki finansowe na działalności energetycznej sektora elektroenergetycznego<sup>18</sup> podlegały znacznym wahaniom (rys.11).

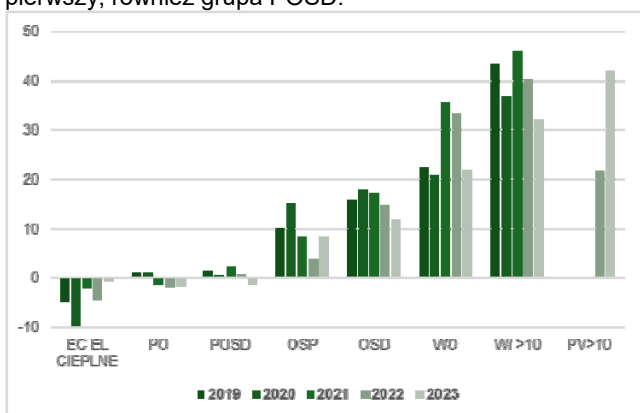


Rys.11. Wyniki finansowe na działalności energetycznej, (mld zł) [2] [3]

<sup>17</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, art. 4b

<sup>18</sup> Łączny wynik na energii elektrycznej i na ciepłe. W podsektorze wytwarzania uwzględniono: elektrociepłownie, elektrownie systemowe, farmy wiatrowe i fotowoltaiczne o mocy od 10MW, elektrownie wodne

Najgorszy był rok 2021 z wynikiem niewiele przekraczającym 3 mld zł. W tym okresie najtrudniejszą sytuację mieli wytwórcy konwencjonalni, notując łączną stratę na poziomie 5,2 mld zł, a wskaźnik rentowności przychodów obniżył się dla tej grupy firm do -10%. Od roku 2021 podsektor uzyskuje przychody z rynku mocy (w kolejnych latach odpowiednio 4,6 mld zł; 4,6 mld zł; 4,8 mld zł), co wpłynęło na poprawę wyniku wytwórców. Następne lata, pomimo znacznego wzrostu cen energii przyniosły również wyższe koszty paliw i pozwoleń na emisje CO<sub>2</sub>, a w roku 2023 wytwórcy oraz przedsiębiorstwa obrotu były zobowiązane do dokonywania wpłat na Fundusz. Łącznie wytwórcy i przedsiębiorstwa obrotu wpłaciły w ubiegłym roku blisko 13 mld zł. Jednocześnie rekompensaty z tytułu stosowania nie rynkowych cen dla odbiorców uprawnionych, uzyskane przez przedsiębiorstwa obrotu oraz spółki dystrybucyjne wyniosły nieco ponad 24 mld zł. Dodatkowo, wynik wytwórców w 2023 roku pogorszyły duże odpisy wartości aktywów w PGE [11]. Z roku na rok pogarszały się również wyniki podsektora obrotu, przy czym w roku 2023 stratę zanotowała, po raz pierwszy, również grupa POSD.



Rys.12. Rentowność przychodów wg podsektorów, opracowanie własne na podstawie [2] [3]

O dodatnim wyniku sektora decydują zyski przedsiębiorstw sieciowych, których taryfy podlegają regulacji, oraz zyski firm wykorzystujących odnawialne źródła energii.

W związku ze zmianami jakie zachodzą w strukturze mocy wytwórczych, a które będą postępowały w kolejnych latach, powstają coraz większe potrzeby odnawiania i rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Dodatnie wyniki operatorów powinny pozwalać na intensywniejsze inwestowanie w infrastrukturę sieciową. Istotnie, w latach 2019 - 2022 nakłady inwestycyjne w przedsiębiorstwach sieciowych (OSD i OSP) kształtowały się w granicach 7,2-9,3 mld zł, przy czym udział nakładów rozwojowych w grupie OSD wzrastał w tym okresie z 30 do 47%. W tym samym okresie znacznie spadły nakłady inwestycyjne w źródła konwencjonalne, o ile w 2019 roku było to jeszcze 6 mld zł, to w roku 2022 już tylko 3,3 mld (porównywalne dane dla roku 2023 są jeszcze niedostępne).

Wyniki podsektora obrotu - do roku 2022 dodatnie, były stosunkowo niewielkie, nie przekraczając 1,2 mld zł w ostatnim roku przed pandemią. Jeśli chodzi o rentowność działalności energetycznej (rys. 12) od lat mamy do czynienia z

- ujemnymi wskaźnikami dla energetyki konwencjonalnej,
- bardzo niskim, a w ostatnich latach ujemnym, poziomem dla firm obrotu,
- malejącą rentownością podsektora dystrybucji,
- wysoką rentownością elektroenergetyki wodnej (w tym elektrowni przepływowych na poziomie kilkunastu procent)

- bardzo wysoką, przekraczającą w niektórych latach 40%, rentownością większych farm wiatrowych i fotowoltaicznych.

## Podsumowanie

- Podsumowując dokonany przegląd, można stwierdzić, iż
- po trudnym roku 2020, rok 2023 był niekorzystny pod względem dynamiki PKB i tym samym pod względem poziomu popytu na energię elektryczną,
  - utrzymanie w roku 2023 cen energii dla mniejszych odbiorców końcowych na poziomie taryf dla roku 2022 (przedłużone obecnie do końca czerwca 2024) ograniczyło inflację, jednak przy powrocie akcyzy i podatku VAT do wcześniejszego poziomu zwiększyło jednak faktury za energię elektryczną dla gospodarstw domowych,
  - malejące zdecydowanie od połowy 2022 roku ceny na rynku hurtowym pozwoliły na zatwierdzenie taryf na energię elektryczną dla gospodarstw domowych średnio na poziomie o 30% niższym niż na rok 2023,
  - zniesienie obliża giełdowego wpływa niekorzystnie na płynność rynku hurtowego prowadzonego na TGE i może wpływać niekorzystnie na poprawność szeregu wskaźników rynkowych opartych na cenach giełdowych,
  - zarysowuje się wyraźny trend zmian strukturalnych jeśli chodzi o moce wytwórcze, co zresztą przy ich obecnej strukturze (duże bloki konwencjonalne bez możliwości szybkiego odstawiania i przywoływania do pracy), rodzi niekiedy problemy z wykorzystaniem pełnych mocy OZE,
  - lata 2020 – 2023, były dla elektroenergetyki okresem trudnym, wymagającym szybkiego reagowania na niełatwe, dynamicznie zmieniające się warunki działania, trudnym również dla planowania przyszłych strategii,
  - wysokie ceny energii na rynkach hurtowych sprzyjały operatorom instalacji odnawialnych źródeł energii, których koszty nie rosły tak gwałtownie jak w np. w elektrowniach gazowych - firmom tym udało się osiągnąć znaczące zyski.

**Autorzy:** mgr Hanna Mikołajuk, Agencja Rynku Energii SA, 00-728 Warszawa ul. Bobrowiecka 3, E-mail: hanna.mikolajuk@are.waw.pl,  
mgr Jakub Jaworski Agencja Rynku Energii SA, 00-728 Warszawa ul. Bobrowiecka 3, E-mail: jakub.jaworski@are.waw.pl.

## LITERATURA

- [1] GUS, strona internetowa <https://stat.gov.pl/wskazniki-makroekonomiczne/>
- [2] Roczniki Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, Agencja Rynku Energii SA w imieniu MKiS
- [3] Sytuacja w Elektroenergetyce, wydania kwartalne, Agencja Rynku Energii w imieniu MKiS
- [4] Międzynarodowy Biuletyn Węglowy – wydania półroczne, Agencja Rynku Energii SA
- [5] TGE SA, strona internetowa <https://tge.pl/dane-statystyczne>
- [6] Informacje podstawowe o cenach zbytu i kierunkach sprzedaży węgla kamiennego krajowych producentów, biuletyn miesięczny, ARP SA
- [7] KOBIZE, strona internetowa <https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/5/raport-z-rynku-co2>
- [8] Sytuacja techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego, wydania kwartalne, Agencja Rynku Energii SA
- [9] URE, strona internetowa [ure.gov.pl](http://ure.gov.pl)
- [10] PSE SA, strona internetowa <https://www.pse.pl/oire/rcem-rynkowa-miesieczna-cena-energii-elektrycznej>
- [11] PGE SA, strona internetowa <https://www.gkpge.pl/dla-inwestorow/akcje/dane-finansowe/raporty-okresowe-za-2023-rok>