

# Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/charakterystyka-ryнку/10795,2021.html>  
03.05.2024, 09:26

## 2021

### Przedsiębiorstwa koncesjonowane

Na koniec 2021 r. koncesje wydane przez Prezesa URE na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania i/lub przesyłania i dystrybucji i/lub obrotu ciepłem posiadały 392 przedsiębiorstwa (łącznie 810 poszczególnych koncesji na dany rodzaj działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, tj. wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję lub obrót ciepłem).

Od pierwszego badania w 2002 r., zarówno liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, jak i badanych zmniejszyła się o ponad połowę i stan ten utrzymuje się już od kilku lat, co w początkowym okresie badań spowodowane było przede wszystkim zmianami w ustawie – Prawo energetyczne, a także przekształceniami organizacyjnymi i własnościowymi w ciepłownictwie. Aktualnie zmiany te wynikają z procesu konsolidacji zachodzącego na rynku ciepła. Liczba graczy na rynku ciepła w stosunku do roku poprzedniego nieznacznie się zwiększyła. Należy podkreślić, że tak znaczne zmniejszenie liczby podmiotów koncesjonowanych od 2002 r. w nieznacznym stopniu wpłynęło na zmianę wielkości regulowanego rynku ciepła.

Zmieniła się w tym okresie również struktura form prawnych badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Zmiany w strukturze form prawnych świadczą o intensywności przekształceń własnościowych i organizacyjnych w polskim ciepłownictwie. Na początku prowadzonych w ponad dwudziestoletnim okresie badań, działalność w formie spółek kapitałowych prowadziło 80,5 proc. koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, w 2020 r. już 95,49 proc., natomiast w 2021 r. było to 96,1 proc. Zmieniły się również relacje w grupie spółek kapitałowych pomiędzy spółkami akcyjnymi, a spółkami z ograniczoną odpowiedzialnością. W 2002 r. liczba koncesjonowanych podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością wynosiła 462 (na 849 podmiotów ogółem, co stanowiło 54,4 proc.), zaś podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w formie spółek akcyjnych było 222 (na 849 podmiotów ogółem, co stanowiło 26,1 proc.). Natomiast w 2021 r. liczby te wynosiły odpowiednio: 317 (na 407 ogółem, co stanowiło 77,9 proc.) i 74 (18,2 proc. z ogółu).

### Potencjał ciepłownictwa

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponują zróżnicowaną i rozdrobnioną infrastrukturą techniczną określaną przez dwie podstawowe wielkości, tj. zainstalowaną moc cieplną oraz długość sieci ciepłowniczej. Całkowita wielkość mocy cieplnej zainstalowanej u koncesjonowanych wytwórców ciepła w okresie 2002–2021 spadła z 70 952,8 MW do 54 109,6 MW.

Spośród badanych przedsiębiorstw 350 zajmowało się wytwarzaniem ciepła, 353 – przesyłaniem i dystrybucją ciepła, 107 – obrotem ciepła.

Przedsiębiorstwa wytwarzały ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW (218 podmioty). Tylko dziesięć koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1 000 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła ponad 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały w 2021 r. sieciami o łącznej długości 22 223,0 km (w 2020 r. – 22 123,1 km), przy czym należy zaznaczyć, że wielkość ta obejmowała sieci ciepłownicze łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi oraz sieci niskoparametrowe – zewnętrzne instalacje odbiorcze. Spośród badanych przedsiębiorstw 44 przedsiębiorstwa nie posiadały sieci, 269 przedsiębiorstw dysponowało sieciami o długości powyżej 10 km, a z tego 88 przedsiębiorstw dysponowało sieciami powyżej 50 km.

W okresie dwudziestu lat badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, długość sieci wzrosła z 17 312,5 km do 22 223,0 km. Długość sieci przypadająca na jedno przedsiębiorstwo (sieciowe) zwiększyła się z 23,81 km do 61,22 km.

W ostatnich latach obserwowany jest stopniowy wzrost długości sieci ciepłowniczej (w 2020 r. – na jedno przedsiębiorstwo (sieciowe) przypadało 60,6 km sieci, a w 2019 r. – 58,7 km).

Wielkością charakteryzującą potencjał sektora jest również zatrudnienie. W okresie od 2002 r. do 2021 r. wielkość zatrudnienia ogółem spadła z 60 239 etatów do 28 106 etatów, przy redukcji przedsiębiorstw ciepłowniczych z poziomu 849 podmiotów do 407, które podały tę informację w sprawozdaniu. Należy jednak pamiętać, że jednym z głównych powodów zmniejszenia zatrudnienia jest zmniejszenie liczby podmiotów uczestniczących w badaniach Prezesa URE ze względu na podwyższenie progu koncesyjnego (część podmiotów została „wyjęta” spod obserwacji). Można jednak wskazać, że w 2002 r. na jednego zatrudnionego przypadało 7,76 TJ wyprodukowanego ogółem ciepła, zaś w 2021 r. – już 13,9 TJ. Zmniejszenie liczby zatrudnionych spowodowane było także potrzebą racjonalizacji kosztów działalności. Również postęp techniczny i technologiczny w przedsiębiorstwach ułatwił taką politykę personalną. W wyniku znacznego ograniczenia zatrudnienia w sektorze nastąpił znaczny wzrost wydajności pracy mierzony wielkością przychodu na zatrudnionego.

#### Produkcja ciepła i zużycie paliw

W 2021 r. wytwarzaniem ciepła zajmowało się 378 przedsiębiorstw ciepłowniczych, co stanowi ok. 93 proc. wszystkich badanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (407).

Wytworzyły one łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych (odzysk ciepła) 425,1 tys. TJ ciepła, co oznacza wzrost produkcji o 31,25 tys. TJ (7,9 proc.) w stosunku do roku ubiegłego (393,8 tys. TJ).

Do odbiorców przyłączonych do sieci trafiło ostatecznie 238 384,9 tys. TJ – po zaspokojeniu własnych potrzeb cieplnych przedsiębiorstw oraz uwzględnieniu strat podczas przesyłania.

W 2021 r. nastąpił wzrost produkcji ciepła w kogeneracji w stosunku do roku ubiegłego o 5,6 proc. (z 233,9 tys. TJ w 2020 r. do 246,9 tys. TJ w 2021 r.).

Udział ciepła z kogeneracji wynosił 63,2 proc. produkcji ciepła ogółem, obniżył się zatem w stosunku do roku poprzedniego o 2 punkty procentowe (w 2020 r. udział ten wynosił 65,2 proc.; w 2019 r. – 64,9 proc., w 2018 r. – 63,5 proc., w 2017 r. – 61,1 proc.).

Nastąpił wzrost liczby przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji – ze 128 podmiotów do 133. Spośród 378 przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, 133 z nich wytwarzało ciepło również w kogeneracji (35,1 proc.), co skutkowało wzrostem udziału w stosunku do roku ubiegłego o 1,4 proc.

W latach 2002–2021, czyli po dwudziestu latach badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych można stwierdzić, że dywersyfikacja paliw zużywanych do produkcji ciepła postępuje dość wolno. W dalszym ciągu dominują paliwa węglowe, których udział w 2021 r. stanowił 69,5 proc. paliw zużywanych w źródłach ciepła (w 2020 r. – 68,9 proc., w 2019 r. – 71 proc., w 2018 r. – 72,5 proc., a w 2017 r. – 74,0 proc.).

Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 12,2 punktu procentowego, zaobserwowano natomiast znaczący wzrost udziału paliw gazowych i źródeł OZE, co potwierdza sukcesywny, stopniowy kierunek zmian w modelu gospodarki energetycznej Polski, uwzględniający krajową specyfikę dostępnych paliw i poziom zaawansowania technologicznego systemów energetycznych w stosunku do krajów Europy Zachodniej. Należy jednak zaznaczyć, że w 2002 r., dla zaspokojenia potrzeb koncesjonowanej gospodarki ciepłowniczej kraju, zużyto 21 296,9 tys. ton węgla kamiennego, natomiast w 2021 r. zużyto 14 088,7 tys. ton tego surowca.

Zróżnicowanie paliw zużywanych do produkcji ciepła jest nieco większe wśród przedsiębiorstw produkujących ciepło w kogeneracji. W tej grupie przedsiębiorstw również dominują paliwa węglowe, ale 1/3 stanowią inne paliwa, w tym 9,9 proc. źródła OZE, 9,9 proc. gaz ziemny i 5,3 proc. olej opałowy.

Udział poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest również dosyć zróżnicowany pod względem terytorialnym. W ostatnich latach największe zróżnicowanie paliw zużywanych do produkcji ciepła obserwuje się w województwie mazowieckim. W trzech województwach widać dosyć znaczący udział źródeł odnawialnych (kujawsko-pomorskie, podlaskie i pomorskie), w województwie lubuskim 92,71 proc. ciepła wytwarzane jest z gazu ziemnego, znaczne ilości gazu ziemnego do produkcji ciepła zużywane są również w województwie podkarpackim (45,46 proc.). W siedmiu województwach zdecydowanie dominuje węgiel kamienny – udział w zużyciu powyżej 80 proc., w tym najwięcej w świętokrzyskim (91,37 proc.), a zaraz za nim w dolnośląskim (90,57 proc.).

### Sprzedaż i ceny sprzedaży ciepła

W 2021 r. wolumen sprzedaży ciepła ogółem przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (łącznie z odsprzedażą innym przedsiębiorstwom) wyniósł 385 598,57 TJ i był

wyższy od wolumenu z 2020 r. o 40 885,97 TJ (wzrost o 11,86 proc.). Sprzedaż ciepła zakupionego (czysty obrót), stanowiącą część powyższego zbioru, ukształtowała się na poziomie 919,9 TJ (wzrost o 2,7 proc.).

W omawianym roku średnia cena ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło wyniosła 47,65 zł/GJ (wzrost o 7,49 proc. w porównaniu z 2020 r.), przy czym średnia cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji wyniosła 53,31 zł/GJ (wzrost o 2,78 proc.), zaś średnia cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji wyniosła 45,27 zł/GJ (wzrost o 9,56 proc.).

Średnia cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji w 14 województwach (na 16) była wyższa od średniej ceny ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji.

Największa różnica wystąpiła w województwie świętokrzyskim, w którym średnia cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji była o 43,79 proc. wyższa od średniej ceny ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji.

Najmniejsza różnica natomiast wystąpiła w województwie kujawsko-pomorskim (ok. 4,01 proc.). Tylko w województwach warmińsko-mazurskim i wielkopolskim ceny ciepła ze źródeł pracujących w kogeneracji były wyższe od cen ciepła z pozostałych źródeł.

Wysokość cen ciepła jest ściśle związana z rodzajem paliwa zużywanego w źródle do jego wytwarzania. W 2021 r. w relacji do roku poprzedniego, zaobserwowano spadki kosztów jednostkowych paliw zużywanych przy wytwarzaniu ciepła w przypadku węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego ciężkiego. Największy spadek kosztu jednostkowego dotknął oleju opałowego ciężkiego (mazut, gudron). W przypadku pozostałych paliw obserwujemy znaczny wzrost kosztów jednostkowych, zwłaszcza w przypadku paliw gazowych, gdzie gaz ziemny wysokometanowy (GZ-50) podwoił wielkość kosztu jednostkowego, zaś koszt jednostkowy gazu ziemnego zaazotowanego wzrósł o 78 proc.

Rok 2021 jest pierwszym od wielu lat, w którym zauważa się znaczną destabilizację rynku paliw, w szczególności w zakresie paliw gazowych, w przeważającej większości importowanych.

### Sytuacja ekonomiczna

Na kształtowanie poziomu przychodów osiąganych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, które z kolei kształtują średnie ceny ciepła, zasadniczy wpływ mają zmiany kosztów (przede wszystkim zmiennych) działalności koncesjonowanej, wielkość sprzedaży ciepła, która zależy przede wszystkim od potrzeb cieplnych odbiorców, rodzaju paliwa zużywanego w źródle, poziomu cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz zakresu usług świadczonych odbiorcom. Wzrost sprzedaży ciepła do poziomu 385 599 TJ wynika w

znaczej mierze z dłuższego okresu grzewczego.

Od 2020 r. trwa szczególny okres dla całej gospodarki kraju, w tym również dla ciepłownictwa. Pojawienie się pandemii spowodowało początkowo stabilizację na rynku paliw, natomiast w drugiej połowie 2021 r. pojawiły się pierwsze oznaki destabilizacji rynku paliw, głównie gazowych, importowanych w znacznej mierze z Federacji Rosyjskiej.

Warto zauważyć również, że zmiana liczby badanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w stosunku do 2020 r. ma charakter głównie strukturalny (konsolidacja/wyodrębnianie spółek). Zwiększenie przychodów do poziomu 23,8 mld zł (wzrost 18,6 proc.) wyprzedziło nieznacznie zwiększenie sprzedaży.

Rok 2021, podobnie jak lata poprzednie, charakteryzował się wzrostem kosztów zarówno ogółem z działalności ciepłowniczej (o 23,21 proc.), jak i kosztów prowadzenia działalności ciepłowniczej (o 24,22 proc.).

Do wzrostu kosztów działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2021 r. przyczynił się głównie wzrost kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, destabilizacja na rynku paliw (głównie gaz), wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej.

W 2021 r. wzrosły zarówno koszty stałe (o 12,32 proc.), jak i koszty zmienne (o 34,21 proc.). Wśród kosztów stałych największy wzrost dotyczył kosztów amortyzacji (33,0 proc.), co przekłada się bezpośrednio na wzrost wskaźnika reprodukcji majątku trwałego z poziomu 1,21 w 2020 r. do poziomu 2,06 w 2021 r. (wzrost o 70,3 proc.) oraz wzrost wartości majątku przedsiębiorstw, przy kredytowaniu inwestycji z obcych środków jedynie na poziomie 22,61 proc. (spadek o 18,22 proc.).

Wśród kosztów zmiennych, największy wzrost dotyczył opłat za korzystanie ze środowiska (głównie koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>), które wzrosły ponad dwukrotnie oraz zmiany poziomu kosztów energii elektrycznej (wzrost o 20,12 proc.) i kosztów paliw służących do wytwarzania ciepła (wzrost o 21,22 proc.).

Od 2019 r. rentowność brutto ogółem (rok po roku) utrzymuje się na poziomie wartości ujemnych, przy czym dzieje się tak za sprawą niskiej rentowności brutto źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji. Rentowności brutto źródeł wytwarzania ciepła bez kogeneracji przyjmują wartości dodatnie nie tylko od 2019 r., ale od 12 lat.

W 2021 r. rentowność brutto ogółem (dla wszystkich przedsiębiorstw koncesjonowanych uczestniczących w badaniu) wyniosła minus 5,78 proc., przy rentowności brutto dla źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji na poziomie 0,08 oraz rentowności brutto dla źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji na poziomie minus 11,20.

Rentowność brutto przedsiębiorstw posiadających koncesje na wytwarzanie ciepła wyniosła w przypadku przedsiębiorstw:

- wykorzystujących w produkcji ciepła bez kogeneracji węgiel kamienny – 1,61 (216 przedsiębiorstw), zaś przy stosowaniu węgla kamiennego wykorzystywanego w

produkcji ciepła w kogeneracji – minus 6,28 (71 przedsiębiorstw),

- wykorzystujących w produkcji ciepła bez kogeneracji węgiel brunatny – minus 35,72 (2 przedsiębiorstwa), zaś przy stosowaniu węgla brunatnego wykorzystywanego w produkcji ciepła w kogeneracji – 2,63 (4 przedsiębiorstwa),
- wykorzystujących w produkcji ciepła bez kogeneracji gaz ziemny wysokometanowy – minus 5,25 (125 przedsiębiorstw), zaś przy stosowaniu gazu ziemnego wysokometanowego wykorzystywanego w produkcji ciepła w kogeneracji – minus 8,49 (71 przedsiębiorstw),
- wykorzystujących w produkcji ciepła bez kogeneracji gaz ziemny zaazotowany – minus 2,67 (14 przedsiębiorstw), zaś przy stosowaniu gazu ziemnego zaazotowanego wykorzystywanego w produkcji ciepła w kogeneracji – minus 0,84 (8 przedsiębiorstw).

Wynik finansowy brutto ukształtował się w 2021 r. na poziomie minus 1,5 mld zł, za rok 2020 wyniósł minus 473,8 mln zł, zaś za rok 2019 – minus 543 mln zł. Biorąc pod uwagę wielkość tylko amortyzacji, każdego roku można określić wielkość (prostej) nadwyżki finansowej (gotówka w kasie): dla roku 2021 na poziomie dodatnim wynoszącym plus 1,72 mld zł, dla roku 2020 na poziomie dodatnim wynoszącym plus 1,96 mld zł, dla roku 2019 na poziomie dodatnim wynoszącym plus 1,78 mld zł. Wielkość tak zgromadzonych środków umożliwiła przedsiębiorstwom bezpieczne (ostrożne) posiłkowanie się kapitałem obcym w finansowaniu inwestycji związanych z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska. Wielkość ww. nakładów poniesionych przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz.8), wyniosła (łącznie dla wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji) 3,85 mld zł, przy czym nakłady w kwocie 2,40 mld zł pochodziły ze środków własnych (62,32 proc.), natomiast 1,45 mld zł z kapitału obcego (37,68 proc.). Odpowiednio, dla działalności polegającej na wytwarzaniu ciepła nakłady wyniosły 2,63 mld zł, które były finansowane środkami własnymi w 53,95 proc., zaś dla działalności polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła nakłady wyniosły 1,22 mld zł i były finansowane środkami własnymi w 80,38 proc. Dokonując oceny przedstawionych powyżej wskaźników należy stwierdzić, że wyższe wskaźniki rentowności są osiąmane przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło bez kogeneracji. W tym przypadku, ze względu na stosowany model regulacji, przedsiębiorstwa te mogą dokonywać aktualizacji (zmian) swoich taryf, dostosowując poziom przychodu regulowanego do aktualnie ponoszonych kosztów uzasadnionych. Uproszczony model regulacyjny, stosowany w odniesieniu do przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji, nie daje takiej elastyczności w działaniu, a w sytuacji dynamicznie zmieniających się składników kosztów uzasadnionych, których przedsiębiorstwo nie może uwzględnić poprzez zmianę taryfy, musi mieć to odzwierciedlenie również we wskaźnikach rentowności. Tym samym, uproszczony model regulacyjny bazujący na kosztach wykonanych w przeszłości, bez możliwości ich skorygowania w celu antycypacji trendów mających wpływ na koszty uzasadnione ponoszone w trakcie okresu regulacji (obowiązywania taryfy), jest modelem mogącym prowadzić do znacznego obniżenia wskaźników rentowności, co można zauważyć w wartościach tych wskaźników w latach 2019–2021.

Niezależnie od powyższego, w przypadku przedsiębiorstw produkujących ciepło w

kogeneracji z produkcją energii elektrycznej – przedstawienie wyników finansowych tylko w zakresie działalności ciepłowniczej stanowi znaczne utrudnienie ich oceny, gdyż nie da się w ich przypadku jednoznacznie rozdzielić kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła według miejsca powstawania, a co za tym idzie – określić efektywność wyłącznie w zakresie wytwarzania ciepła. Stosowane przez przedsiębiorstwa klucze podziału kosztów mogą premiować w wyniku finansowym (w zależności od przyjętej w zasadach rachunkowości metody podziału kosztów) zysk osiągnięty ze sprzedaży ciepła lub zysk ze sprzedaży energii elektrycznej. Dotychczas nie ma unormowań prawnych (zatem brak również jednolitości sposobu podziału), które przesądziłyby jednoznacznie o sposobie podziału kosztów i konieczności stosowania jednolitej metody podziału kosztów w całej badanej grupie.

W Polsce wysokie ceny CO<sub>2</sub> i prognozy dalszych ich wzrostów budzą uzasadnione obawy ze względu na praktycznie bezpośrednie przełożenie na ceny energii elektrycznej i ciepła, co bez inwestycji w redukcję emisji, modernizacji, zmiany sposobu wytwarzania w poszczególnych źródłach, może doprowadzić do znacznego zmniejszenia się konkurencyjności polskiej gospodarki.

Biorąc pod uwagę tak istotny wpływ modelu obrotu EUA na rynku wtórnym na gospodarki krajowe i społeczeństwo, należy ponownie stwierdzić, analogicznie do publikacji z roku poprzedniego, że uzasadniona jest korekta tego modelu. Obecnie, aby móc obracać na giełdzie (kupować i sprzedawać) EUA, wystarczy założyć rachunek w rejestrze UE. Co najważniejsze, może to zrobić zarówno osoba fizyczna, jak i firma, niezależnie od tego, czy sama jest objęta systemem EU ETS, czy nie. Ogromne zainteresowanie tymi papierami wartościowymi, w szczególności ze strony instytucji finansowych, przy ograniczonej podaży na giełdzie, prowadziło do bardzo wysokich wzrostów notowań w 2021 r. i przy braku zmiany modelu obrotu praw do emisji trend ten może utrzymywać się w latach następnych.

W 2021 r. odnotowano najwyższy od 2015 r. poziom nakładów inwestycyjnych wynoszących 3,85 mld zł (wzrost r/r 30,76 proc.). Finansowanie inwestycji przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, podobnie jak w latach ubiegłych, odbywa się w przeważającej mierze ze środków własnych (62,32 proc.). Udział środków obcych w finansowaniu inwestycji wyniósł 37,68 proc.

Rok 2021 był szczególny dla całej gospodarki, ale również dla ciepłownictwa ze względu na pandemię koronawirusa SARS-CoV-2, pojawiające się w drugiej połowie roku symptomy destabilizacji rynku paliw, w szczególności w zakresie paliw gazowych, a także nadal rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Wzrostowi cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i zachwianiu stabilności cen paliw w drugiej połowie roku towarzyszył również wzrost cen ciepła, który został w niepełnym stopniu przeniesiony na średnie ceny wytwarzania ciepła w 2021 r.

Data publikacji : 04.01.2023

[Poprzedni Strona](#)  
[Następny Strona](#)