

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

>>>> >>>>

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

1/2026

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

| Technika i technologie

| Wydarzenia w branży



EAZ'26

IV KONFERENCJA



ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA

8-9 KWIETNIA 2026 R. / ŁÓDŹ

Organizator

Patronat Medialny



ENERGIA
Elektryczna

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- AI w automatyce zabezpieczeniowej,
- „Cyfrowy bliźniak”,
- EAZ w dobie transformacji energetycznej,
- współpraca źródeł wytwórczych z KSE,
- sposób działania automatyki zabezpieczeniowej i regulacyjnej w warunkach awaryjnych sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- porównanie technologii cyfrowej z tradycyjnymi rozwiązaniami stosowanymi w obiektach elektroenergetycznych,
- wpływ kodeksów sieciowych na zabezpieczenia,
- certyfikacja zabezpieczeń, przekazników realizujących funkcję SCO,
- eksploatacja EAZ,
- nowe rozwiązania w automatyce zabezpieczeniowej,
- cyberbezpieczeństwo w obszarze automatyki zabezpieczeniowej,
- wytyczne przeprowadzenia testów dla zdolności rozdzielni i obiektów do utrzymania w pracy przez 24 h w razie utraty podstawowego i rezerwowego źródła zasilania energią.

Szczegółowe informacje: <https://ptpiree.pl/eaz>

Kontakt: Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09
<https://ptpiree.pl>, ptpiree@ptpiree.pl





Szanowni Państwo

Styczniowe wydanie „Energii Elektrycznej” otwiera rok 2026 – czas, w którym sektor elektroenergetyczny kontynuuje kierunek transformacji opartej na danych, elastyczności i aktywnej roli odbiorców. Bieżący numer prowadzi nas od zagadnień istotnych dla pracy sieci w obliczu rozproszonej generacji, przez aktualne uwarunkowania regulacyjne, aż po konkretne przykłady działań podejmowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych.

Centralnym punktem wydania jest Temat miesiąca – analiza profilu generacji i poboru energii elektrycznej wybranych grup prosumentów w latach 2023–2024. Tekst oparty jest na rzeczywistych danych pomiarowych z dwóch obszarów dystrybucyjnych i pokazuje, jak dynamiczny rozwój mikroinstalacji fotowoltaicznych wpływa na pracę sieci niskiego napięcia. Autorzy w sposób systematyczny przedstawiają skalę wzrostu liczby prosumentów, poziom autokonsumpcji, maksymalne moce oddawane do sieci oraz dobową i sezonową zmienność generacji i zużycia energii. Wnioski, wskazujące m.in. na wyraźne rozminięcie się szczytu generacji z PV i wieczornego szczytu zapotrzebowania, stanowią istotny punkt odniesienia dla dalszych rozważań o magazynowaniu energii, usługach elastyczności i przyszłych modelach taryfowych.

Naturalnym uzupełnieniem tej analizy jest dział Rynek i regulacje, w którym publikujemy raport z działań legislacyjnych PTPIREE. To aktualne, chronologiczne podsumowanie prac nad: zmianami w Prawie energetycznym, regulacjami dotyczącymi opomiarowania, elastyczności oraz dalszym rozwojem ram prawnych dla transformacji energetycznej. Raport pokazuje, jak istotne dla operatorów są stabilne i przewidywalne regulacje w kontekście rosnącej liczby źródeł rozproszonych i nowych obowiązków systemowych.

W części Technika i technologie uwagę kierujemy na systemy ciepłownicze i chłodnicze jako potencjalny zasób elastyczności dla sieci dystrybucyjnych. Artykuł ten poszerza perspektywę elektroenergetyczną pokazując, że integracja różnych nośników energii staje się jednym z istotnych elementów bilansowania systemu.

Działy Elektromobilność i Łączność koncentrują się na wybranych, ale coraz ważniejszych obszarach zmian: od funkcjonowania Strefy Czystego Transportu w Krakowie w 2026 roku, po ewolucję sieci mobilnych LTE jako fundamentu niezawodnej komunikacji dla nowoczesnych sieci energetycznych.

Numer dopełniają Informacje ze spółek, dokumentujące konkretne działania OSD – inwestycje w liczniki zdalnego odczytu, rozwój usług dla klientów, współpracę z samorządami oraz inicjatywy wspierające lokalną transformację energetyczną. Pokazują one, jak wnioski z analiz i regulacji przekładają się na praktykę operacyjną.

Mamy nadzieję, że styczniowe wydanie „Energii Elektrycznej” stanie się dla Państwa solidnym merytorycznym wprowadzeniem w wyzwania roku 2026 oraz punktem wyjścia do dalszej dyskusji na temat teraźniejszości i przyszłości sektora dystrybucji.

Katarzyna Zalewska–Wojtuś
Redaktor Naczelna

Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna”

– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Redaguje zespół: Katarzyna Zalewska–Wojtuś (redaktor naczelna), Małgorzata Władczyk (zastępca redaktora naczelnego), Sebastian Brzozowski, Maciej Skoraszewski, Wojciech Kozubiński, Stanisława Teszner.

Adres redakcji: ul. Wołyńska 22, 60–637 Poznań, tel. 61 84–60–200, faks 61 84–60–209, www.e-elektryczna.pl

Wydawca: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ul. Wołyńska 22, 60–637 Poznań, tel. 61 84–60–200, faks 61 84–60–209, e-mail: ptpiree@ptpiree.pl, www.ptpiree.pl

Opracowanie graficzne, skład i łamanie: Media i Rynek, ul. K. Pułaskiego 41, 62–800 Kalisz

Redakcja nie odpowiada za treść reklam i ogłoszeń.

Redakcja nie zwraca nadesłanych materiałów oraz zastrzega sobie prawo skracania i adiustacji tekstów oraz zmianę ich tytułów.

Data zamknięcia numeru: 30 stycznia 2026 r.

Spis treści

TEMAT MIESIĄCA

- 4 Analiza profilu generacji
i poboru energii elektrycznej
wybranych grup prosumentów

11 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

15 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

17 PARAGRAF W SIECI

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

- 20 Systemy ciepłownicze i chłodnicze
jako zasób elastyczności
dla sieci dystrybucyjnych

ELEKTROMOBILNOŚĆ

- 24 Strefa Czystego Transportu
w Krakowie 2026

ŁĄCZNOŚĆ

- 25 LTE długoterminowa ewolucja
sieci mobilnych

28 FELIETON



Zdjęcie: Adobe Stock, Hanna

Analiza profilu generacji i poboru energii elektrycznej wybranych grup prosumentów

JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI
Biuro PTPIREE

Od 2019 roku w Polsce obserwuje się bardzo dynamiczny rozwój mikroinstalacji przyłączanych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych. Tak szybka ekspansja rozproszonej generacji (przede wszystkim fotowoltaicznej) istotnie zmienia pracę sieci niskiego napięcia.

W ciągu zaledwie kilku lat liczba prosumentów wzrosła niemal 30-krotnie, a łączna moc zainstalowana prawie 40-krotnie, osiągając we wrześniu 2025 r. ponad 1,6 mln instalacji o łącznej mocy przekraczającej 13,4 GW (rys. 1).

Wraz ze wzrostem liczby instalacji rośnie znaczenie analizy rzeczywistych profili generacji i poboru energii przez prosumentów, zwłaszcza w kontekście rosnących wyzwań dla lokalnych sieci dystrybucyjnych oraz dla planowania przyszłych inwestycji i rozwoju usług elastyczności. Zrozumienie, jak prosumenci

wytwarzają i zużywają energię w różnych warunkach geograficznych, sezonowych i taryfowych, jest kluczowe dla właściwej oceny ich wpływu na pracę systemu.

Niniejsza analiza dotyczy zachowań prosumentów z dwóch oddziałów Energa-Operator – w Kaliszu i w Olsztynie – z wykorzystaniem danych pomiarowych generacji i poboru energii z lat 2023–2024. Obejmuje prosumentów rozliczanych w taryfach G11 (jednostrefowej) oraz G12 (dwustrefowej), którzy łącznie stanowią około 90 proc. wszystkich mikroinstalacji w badanych obszarach. Analiza ma określić poziom autokonsumpcji energii wytwarzanej przez prosumentów oraz ocenić wpływ pracy mikroinstalacji prosumentów na obciążenie sieci.

Analizowani prosumenci rozliczani są w taryfach G11 i G12, co pozwala przyjąć, że są to głównie gospodarstwa

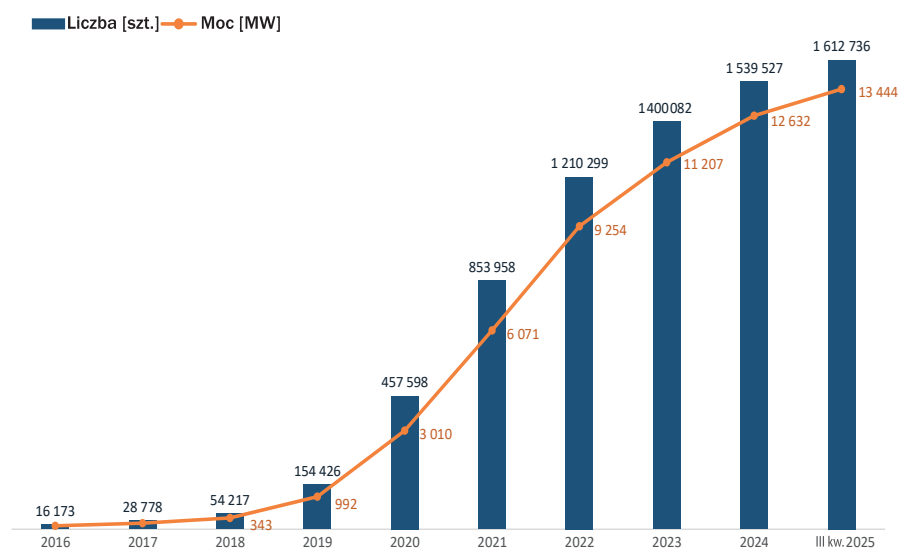
domowe w zabudowie jednorodzinnej, w których podstawowym źródłem generacji są instalacje PV. Potwierdzają to także dane: w godzinach nocnych moc oddawana do sieci jest śladowa – co może wskazywać na marginalny udział magazynów energii elektrycznej lub mikroinstalacji innych niż PV. Badaną populację można więc uznać za reprezentatywną dla gospodarstw domowych z instalacjami fotowoltaicznymi w zabudowie jednorodzinnej.

Charakterystyka badanych grup i obszarów

Analizowanych prosumentów podzielono na cztery podgrupy oznaczone symbolami K1, K2, O1 oraz O2, gdzie litera K odnosi się do Oddziału w Kaliszu, O – Oddziału w Olsztynie, zaś numer 1 oznacza prosumentów rozliczanych w taryfie G11, a 2 – w taryfie G12. Struktura liczebna próby przedstawia się następująco:

- K1 – prosumenci z Oddziału w Kaliszu, rozliczani w taryfie G11 – 40 074 gospodarstw,
- K2 – prosumenci z Oddziału w Kaliszu, rozliczani w taryfie G12 – 12 333 gospodarstw,
- O1 – prosumenci z Oddziału w Olsztynie, rozliczani w taryfie G11 – 23 058 gospodarstw,
- O2 – prosumenci z Oddziału w Olsztynie, rozliczani w taryfie G12 – 5 813 gospodarstw.

Próbkę prosumentów dobrano tak, aby każdy z nich pozostawał prosumentem przez cały analizowany okres 2023–2024.



Rys. 1. Liczba i łączna moc mikroinstalacji przyłączonych do sieci OSD [1]

Obszar Oddziału w Kaliszu charakteryzuje się wyższym średnim potencjałem produkcji energii z instalacji PV (ok. 1080–1120 kWh/kWp) niż z obszaru Oddziału w Olsztynie (ok. 1000–1040 kWh/kWp), co oznacza różnicę rzędu 7–10 proc. na korzyść obszaru Kalisza [2].

Bilans energii i autokonsumpcja

Tabela 1 przedstawia podstawowe dane charakteryzujące badane grupy prosumentów w latach 2023–2024, obejmujące średnią moc zainstalowanej mikroinstalacji, roczną energię wyprodukowaną przez instalację, energię pobraną z sieci, energię oddaną do sieci, poziom autokonsumpcji (rozumiany jako udział energii wyprodukowanej zużytej bezpośrednio na potrzeby własne) oraz wskaźnik produkcji energii odniesiony do mocy zainstalowanej (kWh/kWp).

Ilość energii zużywanej przez prosumentów oszacowano na podstawie porównania profilu zużycia energii prosumentów z profilami standardowych odbiorców nieposiadających mikroinstalacji. Dla typowych odbiorców udział energii zużywanej w godzinach nocnych (22:00 - 6:00), w których generacja PV nie występuje, wynosi średnio 36 proc. w przypadku taryfy G11 oraz 39 proc. w przypadku taryfy G12 całkowitego zużycia energii (wg analiz własnych autora wykonanych dla danych z 2023 r.). Przyjmując analogiczne proporcje dla prosumentów, oszacowano ich roczne zużycie energii. Różnica między tak oszacowanym zużyciem a energią pobraną z sieci w skali roku wyznacza poziom autokonsumpcji, co umożliwia oszacowanie ilości energii wytworzonej przez mikroinstalacje prosumenckie.

Średnia moc zainstalowania mikroinstalacji wynosi około 6-7 kW i wzrosła w 2024 r. względem 2023 r. W Oddziale Kalisz tempo wzrostu było wyższe – średnia moc zwiększyła się o ok. 4,8 proc. (K1) i 4,5 proc. (K2). W Olsztynie wzrost był mniejszy: ok. 2,4 proc. (O1) i 3,2 proc. (O2).

Analiza danych wskazuje, że poziom autokonsumpcji energii w badanych grupach jest niski i mieści się w przedziale 22–27 proc. Prosumenci z Oddziału w Kaliszu osiągają nieco wyższe wartości autokonsumpcji niż prosumenci z Oddziału w Olsztynie, co można wiązać z korzystniejszym potencjałem nasłonecznienia oraz lepszym

Tabela 1. Podstawowe dane i wyniki obliczeń – wartości średnie dla badanych grup prosumentów

Grupa/rok	Moc zainstalowana PV* [kW]	Energia wyprodukowana [kWh]	Energia Pobrana z sieci [kWh]	Energia Oddana do sieci [kWh]	Auto konsumpcja	Współczynnik kWh/kWp
K1-2023	6,35	7 143	5 183	5 303	26%	1 124
K1-2024	6,66	7 600	5 257	5 675	27%	1 141
K2-2023	7,10	7 687	6 457	5 750	23%	1 083
K2-2024	7,42	8 110	6 410	6 154	23%	1 093
O1-2023	6,45	6 731	5 127	5 040	25%	1 044
O1-2024	6,60	6 930	5 139	5 205	25%	1 050
O2-2023	7,46	7 631	7 018	5 697	22%	1 023
O2-2024	7,70	7 791	6 856	5 904	22%	1 012

* wartość w połowie roku

dopasowaniem profilu generacji do profilu zużycia.

Porównanie lat 2023 i 2024 pokazuje, że poziom autokonsumpcji pozostaje zasadniczo niezmienny, mimo wzrostu mocy zainstalowanej mikroinstalacji. Oznacza to, że zwiększanie mocy PV nie przekłada się automatycznie na lepsze wykorzystanie energii na potrzeby własne, a dodatkowa produkcja w coraz większym stopniu trafia do sieci.

Wyznaczony wskaźnik produkcji energii odniesiony do mocy zainstalowanej (kWh/kWp) jest spójny z potencjałem nasłonecznienia analizowanych obszarów i potwierdza różnice pomiędzy Oddziałem w Kaliszu a Oddziałem w Olsztynie.

Maksymalna moc oddawana do sieci

W ocenie wpływu mikroinstalacji na sieć kluczowe jest określenie maksymalnej

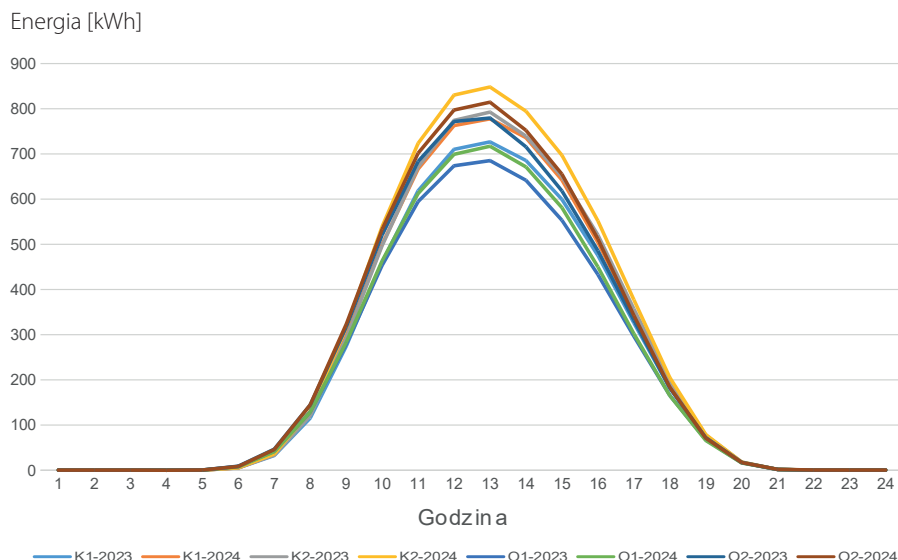
mocy oddawanej do sieci przez prosumentów. Dane z tabeli 2 pokazują, że przeciętny prosument generuje moc szczytową rzędu około 5 kW. W relacji do mocy zainstalowanej oznacza to stopień wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie 71–75 proc.

Porównując lata 2023 i 2024, można zauważyć nieznaczny wzrost maksymalnej oddanej mocy (średnio o 2–4 proc. w zależności od grupy), przy jednoczesnym spadku udziału tej mocy w mocy zainstalowanej o około 1 punkt procentowy.

Porównanie oddziałów w Kaliszu i Olsztynie pokazuje, że prosumenci w Oddziale w Kaliszu osiągają nieco wyższe wartości mocy szczytowej oddawanej do sieci względem mocy zainstalowanej niż w Oddziale w Olsztynie. W 2024 r. maksymalna oddana moc stanowiła średnio 73–74 proc. mocy znamionowej mikroinstalacji w Oddziale

Tabela 2. Maksymalna moc oddana do sieci przez przeciętnego prosumenta

Grupa/rok	Max moc PV oddana do sieci [kW]	Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej
K1-2023	4,76	75%
K1-2024	4,90	74%
K2-2023	5,19	73%
K2-2024	5,35	72%
O1-2023	4,63	72%
O1-2024	4,69	71%
O2-2023	5,25	70%
O2-2024	5,37	70%



Rys. 2. Średnia roczna energia wprowadzana do sieci przez przeciętnego prosumenta w podziale na godziny doby

w Kaliszu, podczas gdy w Oddziale w Olsztynie około 70-71 proc.

Analizując wpływ taryfy, widać, że prosumenci z grup G12 wykazują nieco niższe udziały mocy oddawanej do sieci niż prosumenci rozliczani w G11. Może to świadczyć o tym, że w okresach najwyższej generacji część energii jest bezpośrednio zużywana lokalnie przez prosumenów dwustrefowych, co ogranicza chwilowe maksimum mocy oddawanej do sieci.

Dobowy profil generacji energii PV

Charakterystyczną cechą mikroinstalacji PV jest zmienność generacji w cyklu dobowym. Rysunek 2 przedstawia łączną ilość energii wprowadzonej do sieci przez przeciętnego prosumenta (w ujęciu rocznym) w zależności od pory dnia,

dla badanych grup i lat. Z kolei tabela 3 zawiera dokładne wartości energii oddanej do sieci w godzinach, gdzie wartości te są największe (6:00–20:00).

Analiza danych pokazuje, że dobowy profil generacji mikroinstalacji odzwierciedla typowy przebieg nasłonecznienia. Produkcja energii zaczyna się około 6:00, po czym stopniowo rośnie i osiąga najwyższe wartości w godzinach 11:00–14:00, z wyraźnym maksimum około 13:00. Po 16:00 generacja szybko maleje, a po 19:00 przyjmuje wartości minimalne.

We wszystkich grupach i w obu latach maksimum energii oddawanej do sieci przypadało na godzinę 13:00. W przypadku prosumenów z Oddziału w Kaliszu wartości oddawanej energii w godzinach szczytu południowego były wyższe niż w Oddziale w Olsztynie, co

potwierdza przewagę nasłonecznienia w regionie kaliskim.

Jednocześnie zauważalny jest wpływ taryfy na kształt profilu oddawania energii. Prosumenci rozliczani w taryfie G12 dysponują przeciętnie większą mocą zainstalowaną PV niż prosumenci w taryfie G11, co przekłada się na wyższe wartości oddawania energii w godzinach południowych, widoczne na rysunku 2. Między rokiem 2023 a 2024 zaobserwowano wzrost ilości energii oddawanej w godzinach szczytu – rzędu kilku procent – przy braku zmiany czasu występowania kulminacji generacji.

Tabela 3 przedstawia szczegółowe roczne wolumeny energii oddanej do sieci (w kWh) w wybranych godzinach doby przez prosumenta danej grupy. Wartości oznaczają sumaryczną energię, jaką jeden prosument oddał do sieci o danej godzinie w ciągu całego roku. Liczby te dobrze obrazują różnice w rozkładzie generacji w ciągu dnia między poszczególnymi grupami i latami.

Sumaryczna energia wprowadzona do sieci (dla wszystkich badanych grup) w godzinach 11:00–14:00 wynosi około 3 MWh, co stanowi 52 proc. całkowitej rocznej energii oddanej przez prosumenta do sieci.

Na rysunku 3 pokazano histogram godzin, w których prosumenci osiągały maksymalną moc oddawania. Histogram ten potwierdza, że zdecydowana większość prosumenów osiąga swoje szczyty generacji w godzinach okołopołudniowych – najczęściej o 13:00, rzadziej o godzinie 12:00. Z kolei na rysunku 4 zaprezentowano rozkład wartości maksymalnych mocy oddawanych do sieci.

Sezonowość generacji energii

Generacja energii z instalacji fotowoltaicznych w klimacie Polski cechuje się silną sezonowością – zdecydowanie większa część energii produkowana jest latem, natomiast w miesiącach zimowych moc oddawana do sieci spada do bardzo niskich poziomów.

Tabela 4 przedstawia udział energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez mikroinstalacje prosumenckie w poszczególnych miesiącach roku, dla każdej grupy w latach 2023–2024. Udziały te odzwierciedlają, jaka część rocznej produkcji energii została oddana do sieci w danym miesiącu.

Z powyższych danych wynika jednoznacznie, że największy udział

Tabela 3. Energia wprowadzona do sieci (kWh) w ciągu roku przez przeciętnego prosumenta w wybranych godzinach doby (dla 2023 i 2024)

Grupa/rok	Godzina														
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
K1-2023	5	33	115	274	460	618	710	727	685	599	475	326	182	72	17
K1-2024	5	34	125	296	500	666	763	778	736	642	504	345	188	73	17
K2-2023	5	34	120	292	497	671	774	793	739	650	520	357	198	78	18
K2-2024	5	36	131	315	539	723	830	848	794	697	552	377	205	79	18
O1-2023	8	42	129	278	453	594	674	685	641	553	433	296	165	67	17
O1-2024	7	41	128	283	463	612	699	717	671	581	450	302	165	66	16
O2-2023	9	47	144	316	520	683	772	779	716	618	486	332	182	72	17
O2-2024	8	46	144	322	533	702	797	814	752	655	512	342	183	71	17

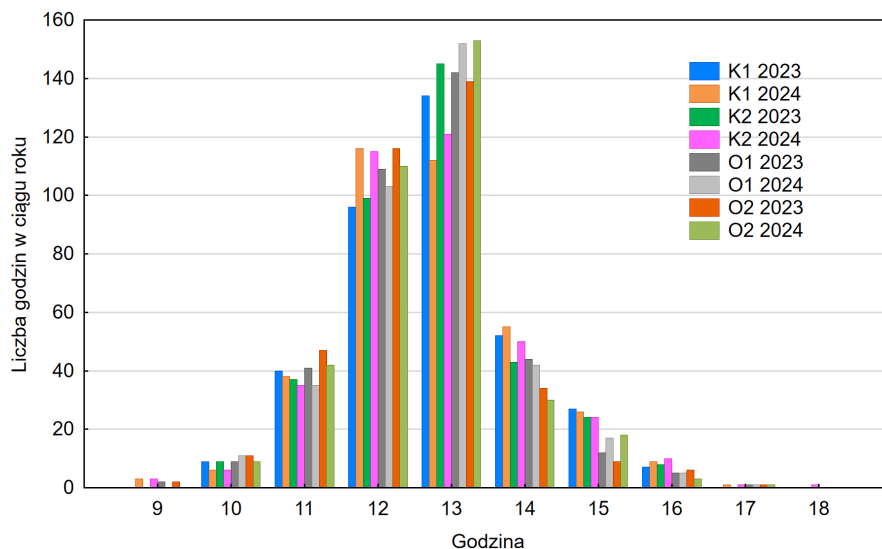
produkcji przypada na miesiąc letnie. Okres od maja do sierpnia odpowiada łącznie za około 59-62 proc. całkowitej rocznej generacji oddanej do sieci. W miesiącach tych długi dzień, wysokie nasłonecznienie oraz korzystne kąty padania promieni słonecznych sprzyjają maksymalnemu wykorzystaniu mocy instalacji. Natomiast w miesiącach przejściowych (marzec, kwiecień, wrzesień, październik) do sieci trafia łącznie około 33-34 proc. rocznej energii, a w okresie zimowym (listopad–luty) jedynie kilka procent – udział tych czterech zimowych miesięcy nie przekracza zwykle 5–7 proc. rocznej produkcji.

Wnioski te znajdują potwierdzenie również na rysunkach 5 i 6, które przedstawiają średnią moc oddawaną do sieci w poszczególnych miesiącach przez prosumentów odpowiednio z grup K2 (Oddział w Kaliszu, G12) i O1 (Oddział w Olsztynie, G11). Oba wykresy odwzorowują ten sam kształt sezonowy, co odpowiada informacjom w tabeli 4:

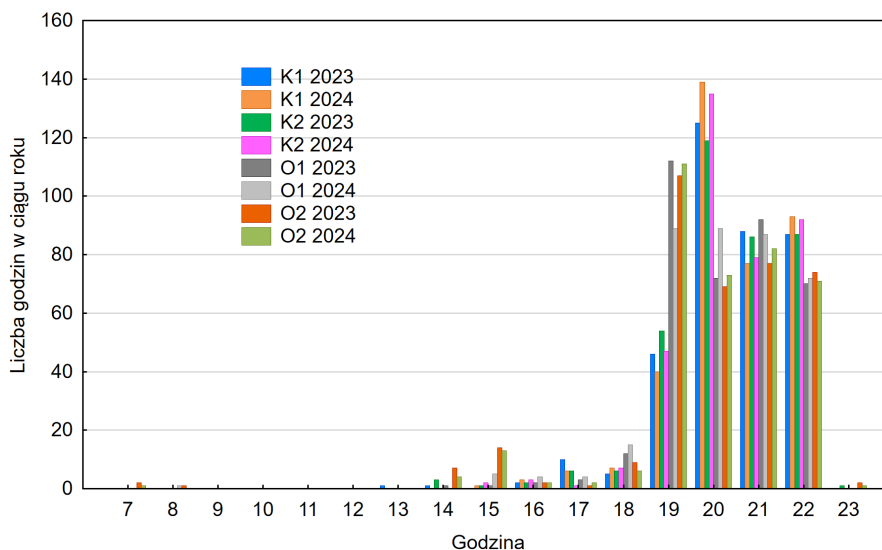
- szybki wzrost generacji od marca,
- najwyższe wartości od maja i sierpnia,
- stopniowy spadek od września,
- minimalna generacja zimą.

Profil zużycia energii przez prosumentów

Oprócz analizy generacji PV istotna jest analiza profilu zużycia energii elektrycznej przez prosumentów, gdyż od niego zależy poziom wykorzystania energii na własne potrzeby (autokonsumpcji) oraz obciążenie sieci w różnych porach doby. Rysunek 7 przedstawia średni dobowy profil poboru energii z sieci dla badanych prosumentów. Profil ten odzwierciedla typowy rytm dnia gospodarstw domowych – charakteryzuje się niskimi wartościami poboru energii w godzinach nocnych (około 2:00–5:00), widocznym wzrostem poboru w godzinach porannych (poranny szczyt związany z rozpoczęciem dnia) oraz wyraźnym szczytem wieczornym przypadającym między 19:00 a 21:00. W przeciwieństwie do odbiorców nieposiadających instalacji PV minimalny pobór energii nie występuje jednak w nocy, lecz w godzinach południowych. Wynika to z faktu, że w tym czasie mikroinstalacje fotowoltaiczne pokrywają część bieżącego zużycia, co naturalnie obniża zapotrzebowanie na energię pobieraną z sieci.



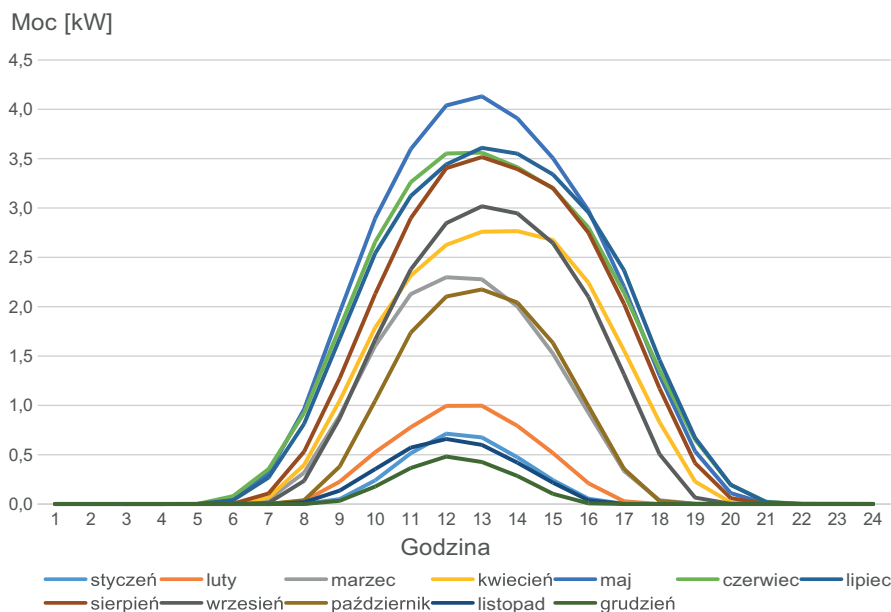
Rys. 3. Histogram godzin występowania maksymalnych wartości mocy oddawanej do sieci przez przeciętnego prosumenta w poszczególnych grupach



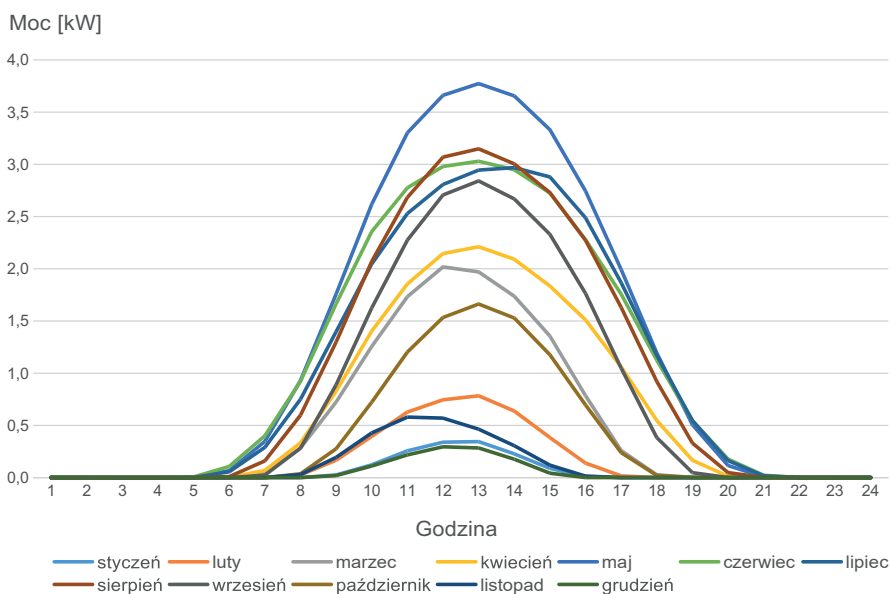
Rys. 4. Histogram maksymalnych dobowych wartości mocy oddawanej do sieci przez przeciętnego prosumenta w poszczególnych grupach

Tabela 4. Udział energii wprowadzonej do sieci w poszczególnych miesiącach (w % rocznej generacji) dla badanych grup prosumentów

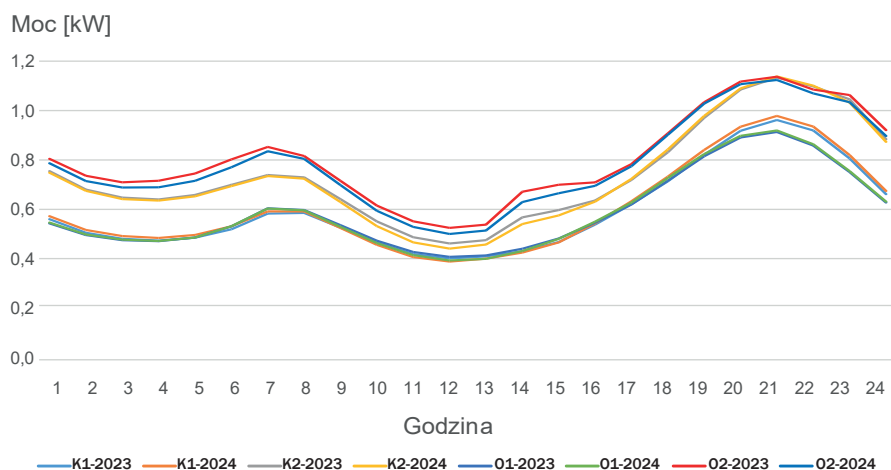
Grupa /rok	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
K1-2023	1,3%	2,9%	6,0%	9,6%	16,0%	15,7%	15,3%	12,4%	13,1%	4,7%	2,3%	0,7%
K1-2024	1,6%	2,4%	7,3%	10,4%	16,3%	14,5%	15,1%	13,5%	10,1%	6,4%	1,5%	1,0%
K2-2023	1,2%	2,8%	5,9%	9,7%	16,1%	15,8%	15,4%	12,4%	13,1%	4,7%	2,3%	0,6%
K2-2024	1,5%	2,4%	7,3%	10,4%	16,4%	14,6%	15,2%	13,5%	10,0%	6,3%	1,5%	0,9%
O1-2023	0,6%	3,0%	6,4%	10,4%	17,3%	16,6%	15,0%	11,7%	12,6%	4,5%	1,5%	0,3%
O1-2024	0,8%	2,2%	7,3%	9,3%	17,9%	14,9%	14,8%	14,3%	10,9%	5,4%	1,6%	0,7%
O2-2023	0,5%	3,0%	6,3%	10,3%	17,3%	16,5%	15,1%	11,8%	12,8%	4,5%	1,5%	0,3%
O2-2024	0,8%	2,2%	7,3%	9,2%	17,9%	14,9%	14,9%	14,3%	11,0%	5,3%	1,5%	0,7%



Rys. 5. Średnia moc wprowadzona do sieci przez prosumentów z grupy K2 w 2024 r.



Rys. 6. Średnia moc wprowadzona do sieci przez prosumentów z grupy O1 w 2024 r.



Rys. 7. Średni godzinowy profil obciążenia grup prosumentów w latach 2023 i 2024

Porównanie profili zużycia dla taryf G11 i G12 ujawnia istotne różnice. Prosumenci rozliczani w taryfie G12 (grupy K2, O2) wykazują wyższy pobór energii, przy czym różnica ta jest mniejsza w godzinach popołudniowych w porównaniu z grupami G11 (K1, O1). Wskazuje to na reakcję tych użytkowników na bodźce cenowe – część zużycia jest świadomie przesuwana na tańszą strefę pozaszczytową (nocną). W efekcie różnice między doliną nocną a szczytem wieczornym są mniejsze niż w grupach jednostrefowych.

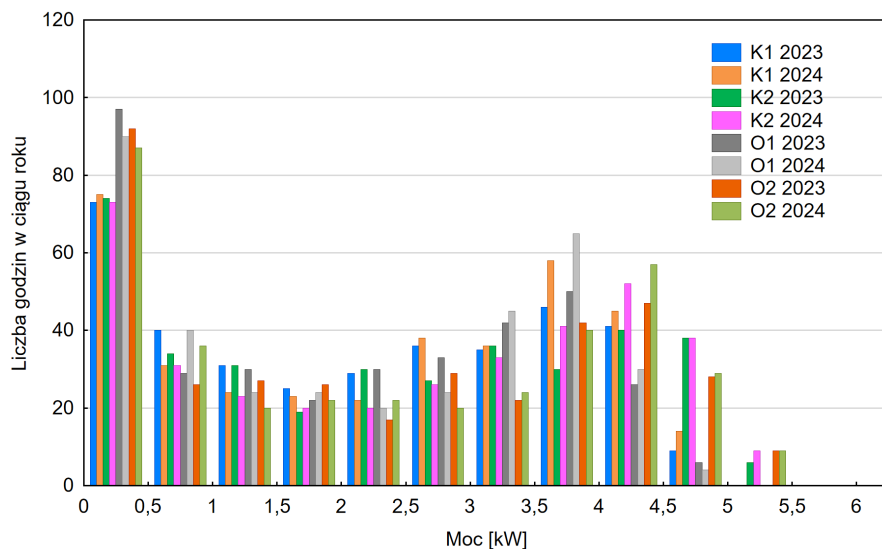
W ujęciu geograficznym stwierdzono, że pobór energii w Oddziale w Kaliszu jest nieco wyższy niż w Oddziale w Olsztynie (dla porównywalnych taryf). Może to wynikać z większego wyposażenia gospodarstw domowych w urządzenia elektryczne na obszarze kaliskim oraz faktu, że średnia moc mikroinstalacji (a tym samym potencjalna moc pokrywanych odbiorników) jest tam wyższa. Różnice te jednak nie są duże – ogólny kształt profilu zużycia w obu regionach jest podobny. Między rokiem 2023 a 2024 nie zaobserwowano znaczących zmian w profilach poboru – wzorce konsumpcji energii wydają się utrwalone. Wartości zapotrzebowania w poszczególnych godzinach wzrosły jedynie nieznacznie (szacunkowo średnio o 2–3 proc.), co może wynikać z naturalnego wzrostu zużycia energii w gospodarstwach.

Rysunek 8 prezentuje histogram godzin występowania maksymalnych wartości mocy pobieranej przez prosumentów. Wynika z niego, że większość dobowych szczytów zapotrzebowania przypada na godziny wieczorne – najczęściej między 19:00 a 21:00. Z kolei rysunek 9 obrazuje rozkład wartości dobowych maksymalnych mocy poboru. Wartości te mieszczą się w przedziale do 2 kW. Szczytowe zapotrzebowanie mocy pojedynczego gospodarstwa jest trzykrotnie niższe niż moc zainstalowana jego paneli fotowoltaicznych.

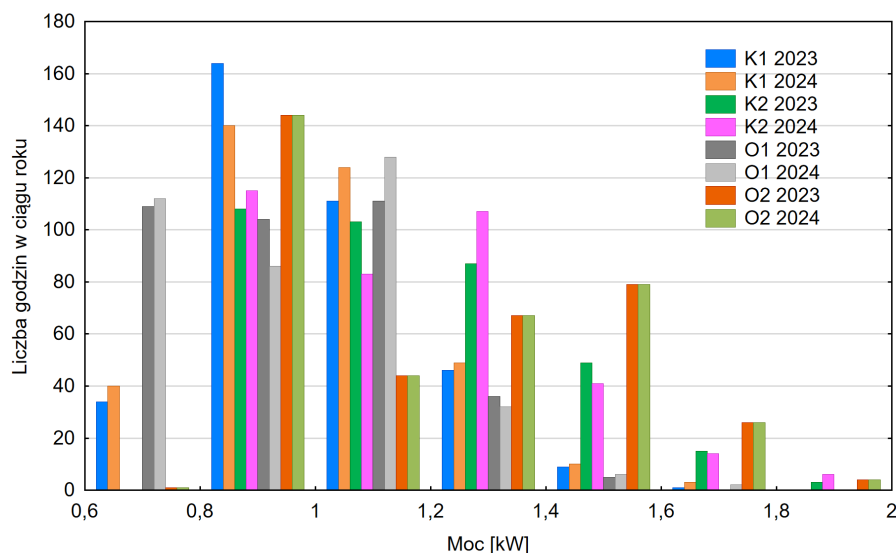
Profil obciążenia przedstawiony na rysunku 7 jest uśredniony dla wszystkich dni i pór roku. W celu szczegółowej analizy zmienności zachowań prosumentów, na rysunkach 10 i 11 zaprezentowano średnie dobowe profile obciążenia według charakteru dnia (dni robocze – R, soboty – S, niedziele i święta – N) oraz sezonu (zima – Z, lato – L). Zima została przedstawiona na podstawie danych ze stycznia, a lato – z lipca. Rysunek 10 dotyczy prosumentów rozliczanych jednostrefowo (G11), natomiast rysunek 11 – dwustrefowo (G12). Zróznicowanie

profili ze względu na dzień tygodnia ujawnia wyraźne różnice między dniami pracy a weekendem. W dni robocze krzywa zużycia ma wyraźną dolinę w środku dnia (około południa), gdy większość domowników przebywa poza domem, oraz dominujący szczyt wieczorny po ich powrocie. W weekendy (zarówno soboty, jak i niedziele i święta) obciążenie rozkłada się bardziej równomiernie w ciągu dnia. W godzinach okołopołudniowych moc pobierana z sieci jest wyższa niż w dni robocze, co wiąże się z większą aktywnością domowników w ciągu dnia. W efekcie różnica pomiędzy obciążeniem w południe a w godzinach wieczornych jest mniejsza niż w dni robocze. Szczyt zapotrzebowania nadal występuje w godzinach wieczornych, przy czym w soboty pojawia się on nieco wcześniej, a najwyższe wartości osiąga w taryfie G12. Poranny przyrost obciążenia jest z kolei w weekendy słabiej zaznaczony i opóźniony – wynika to z późniejszego rozpoczęcia aktywności w dzień wolny w porównaniu do dnia pracy.

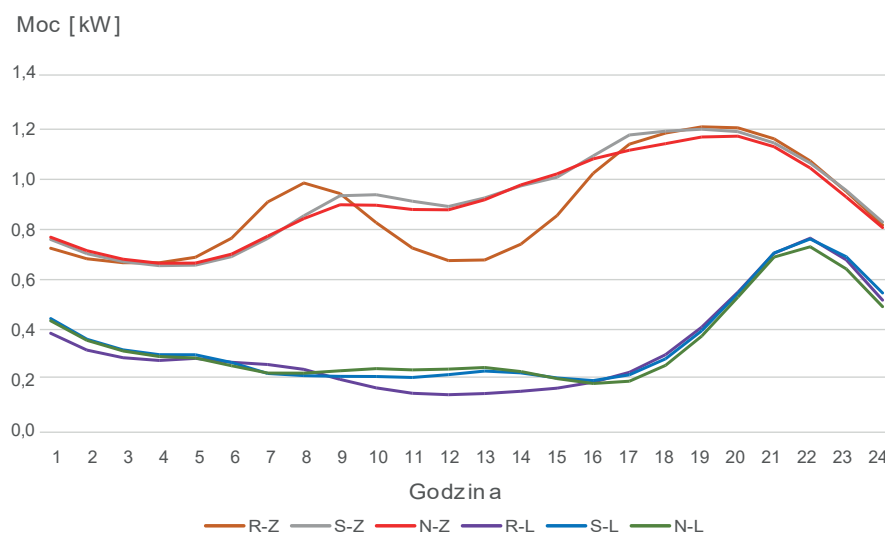
Porównanie sezonów wskazuje na różnice między profilem letnim a zimowym. W miesiącach zimowych (profil Z) zapotrzebowanie na moc z sieci jest na ogół wyższe w godzinach porannych oraz wczesnowieczornych niż latem, co można tłumaczyć dogrzewaniem pomieszczeń (w gospodarstwach wykorzystujących elektryczne systemy grzewcze lub pompy ciepła) oraz dłuższym okresem ciemności wymagającym oświetlenia. Wieczorny szczyt zużycia zimą jest zwykle bardziej wyrazisty i osiąga nieco wyższe wartości niż latem. Z kolei w ciągu dnia (około południa) zimowy profil zużycia pozostaje na poziomie relatywnie stałym lub umiarkowanie rośnie – generacja PV w tym okresie jest znikoma, a część domowników w tym czasie przebywa w pracy, stąd pobór z sieci w południe zimą odpowiada głównie obciążeniu bazowemu (działanie urządzeń tła, takich jak lodówki itp.). Odminną cechą charakteryzuje się profil letni (L): widoczna jest znacznie głębsza dolina zużycia w środku dnia. Wynika ona z pokrywania zapotrzebowania przez bieżącą produkcję PV – w słoneczne dni wielu prosumentów nie pobiera w południe energii z sieci (lub pobór ten spada do minimalnych wartości), gdyż ich chwilowe zapotrzebowanie pokrywane jest w całości z pracy mikroinstalacji. Powoduje to obniżenie średniego profilu poboru z sieci w tych godzinach latem w porównaniu do zimy.



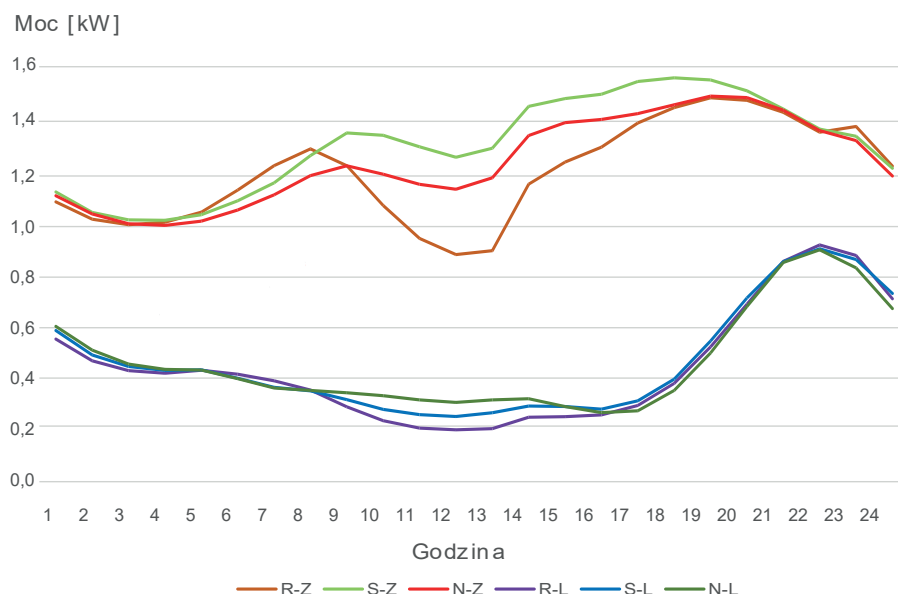
Rys. 8. Histogram godzin występowania maksymalnej mocy pobieranej przez przeciętnego prosumenta w poszczególnych grupach



Rys. 9. Histogram maksymalnych dobowych wartości mocy pobieranej przez przeciętnego prosumenta w poszczególnych grupach



Rys. 10. Średni godzinowy pobór energii w grupie prosumentów rozliczanych w taryfie G11, z podziałem na charakter dnia i porę roku



Rys. 11. Średni godzinowy pobór energii w grupie prosumentów rozliczanych w taryfie G12, z podziałem na charakter dnia i porę roku

Rozkład sezonowy jest bardzo stabilny; niewielkie różnice między 2023 a 2024 rokiem wynikają z warunków pogodowych.

5. Wieczorny szczyt zapotrzebowania

Prosumenci pobierają z sieci największą energię około 19:00–21:00, czyli kilka godzin po szczycie generacji PV. Średnie maksymalne moce pobierane wynoszą ok. 2 kW.

Z punktu widzenia operatorów sieci dystrybucyjnej kluczowy jest fakt, że szczyt zapotrzebowania na moc występuje kilka godzin po szczycie generacji PV. Brak pokrywania się tych okresów oznacza ograniczoną autokonsumpcję energii wytworzonej w ciągu dnia i konieczność pokrywania wieczornego deficytu energii z sieci. Sytuacja taka wskazuje na duży potencjał działań mających na celu lepsze wykorzystanie produkcji PV – na przykład poprzez instalację lokalnych magazynów energii, rozwój usług elastyczności (zachęcających do przesunięcia części zużycia na godziny produkcji PV) czy wprowadzenie dynamicznych taryf zachęcających do konsumpcji w środku dnia. Działania te mogłyby poprawić bilans lokalny, zwiększyć autokonsumpcję i odciążyć sieć w krytycznych godzinach szczytowego obciążenia wieczornego.

6. Bilans między poborem a oddaniem energii

Pomimo własnej generacji prosumenci w analizowanych grupach nadal w istotnym stopniu korzystają z energii z sieci OSD. W przypadku prosumentów rozliczanych w taryfie G12 obserwuje się sytuację, w której roczny wolumen energii pobranej z sieci przewyższa wolumen energii oddanej, natomiast u prosumentów w taryfie G11 bilans jest zwykle bardziej wyrównany (z niewielką przewagą oddawania). W ujęciu ogólnokrajowym, zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii [3], w skali roku prosumenci – mimo produkcji energii – pobierają z sieci więcej energii niż do niej oddają.

Literatura

- [1] www.ptpiree.pl
- [2] Global Solar Atlas, <https://solargis.com>
- [3] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, ARE 2025

Analiza profili zużycia energii w podziale na taryfy G11 i G12 (porównanie rysunków 10 i 11) potwierdza, że prosumenci rozliczani w taryfie G12 charakteryzują się wyższym poziomem poboru energii. Ogólny kształt profili dobowych jest zbliżony w obu taryfach, przy czym większe odchylenia obserwuje się dla profilu soboty w sezonie zimowym w grupie G12. Jednocześnie analiza struktury zużycia wskazuje, że udział energii pobieranej w godzinach tańszej strefy taryfowej jest zbliżony w obu grupach i wynosi około 37–39 proc.

Rozkład godzin zużycia energii ma bezpośredni związek z potencjałem autokonsumpcji energii z PV. Obserwowane profile potwierdzają, że szczyt zapotrzebowania u prosumentów przypada wieczorem, kilka godzin po szczycie produkcji fotowoltaicznej. W praktyce większość energii generowanej w środku dnia (zwłaszcza w dni słoneczne latem) nie znajduje od razu odbiorców w gospodarstwach i jest oddawana do sieci – pobór z sieci w tych godzinach spada bowiem do bardzo niskich poziomów, szczególnie w dni robocze.

Podsumowanie

Przeprowadzona analiza danych z lat 2023–2024 dla ponad 80 tys. prosumentów z Oddziałów w Kaliszu i Olsztynie pozwala sformułować następujące wnioski i obserwacje:

1. Wzrost mocy zainstalowanej

Średnia moc mikroinstalacji wzrosła w 2024 r. o kilka procent w porównaniu

do 2023 r. (szczególnie w Oddziale w Kaliszu), co wskazuje, że prosumenci rozbudowują swoje instalacje. Maksymalne moce oddawane do sieci wzrosły w mniejszym stopniu.

2. Niski poziom autokonsumpcji (25–27%)

Większość wyprodukowanej energii (75–80 proc.) trafia do sieci, co wynika przede wszystkim z dużego przesunięcia czasowego pomiędzy produkcją (szczyt południowy) a zużyciem (szczyt wieczorny). Autokonsumpcja jest wyższa w Oddziale w Kaliszu oraz w przypadku prosumentów rozliczanych w taryfie G11.

3. Stabilny dobowy profil generacji

Szczyt produkcji występuje o godzinie 13:00 we wszystkich grupach i latach. W Oddziale w Kaliszu względne moce (maksymalna generacja odniesiona do mocy znamionowej mikroinstalacji) są wyższe niż w Oddziale w Olsztynie, co wynika z różnic nasłonecznienia. U prosumentów rozliczanych w taryfie G12 południowa produkcja jest częściowo konsumowana lokalnie, przez co względna moc oddawana do sieci jest niższa niż w przypadku taryfy G11. Maksymalna moc oddawana do sieci wynosiła około 5,5 kW.

4. Silna sezonowość generacji

Miesiące maj–sierpień dostarczają około 60 proc. energii oddanej do sieci, a okres zimowy jedynie 5–7 proc.

>> Enea Operator

Lokalna energia, wspólna strategia

O kierunkach i możliwościach transformacji energetycznej północnej Wielkopolski rozmawiali w Pile samorządowcy z kilkudziesięciu gmin regionu. W spotkaniu uczestniczyli także przedstawiciele spółki Enea Operator.

Celem inicjatywy jest zbilansowanie lokalnych zasobów energetycznych, określenie potencjału poszczególnych gmin oraz przygotowanie dokumentu strategicznego, który w przyszłości może stać się podstawą inwestycji w zieloną energię i impulsu dla rozwoju gospodarczego regionu.

Projekt stowarzyszenia objęty został patronatem Ministerstwa Energii, a zainteresowanie nim wyraził również Urząd Marszałkowski.

W północnej Wielkopolsce działa już pięć klastrow energetycznych, które pozyskały środki z Krajowego Planu Odbudowy.

Inicjatywa ma charakter subregionalny, ale łączy ją wspólny cel: doprowadzenie do sytuacji, w której ilość energii produkowanej w sieciach niskiego i średniego



Prezes Marek Szymankiewicz rozmawiał z samorządowcami z kilkudziesięciu gmin północnej Wielkopolski o kierunkach transformacji energetycznej tego regionu.

napięcia odpowiada rzeczywistemu zapotrzebowaniu. Bilansowanie poprawia stabilność systemu i sprawia, że transformacja przebiega bezpiecznie oraz z korzyścią dla lokalnych społeczności.

Samorządowcy liczą, że inicjatywa stanie się pilotażem na skalę krajową. Zakładają, że w ciągu dwóch lat powstanie kompleksowa strategia transformacji energetycznej regionu.

>> PGE Dystrybucja

Miliony złotych na inteligentne liczniki energii

PGE Dystrybucja podpisała trzecią umowę o dofinansowanie w ramach współfinansowanego z Funduszu Modernizacyjnego Programu „Elektroenergetyka – Inteligentna Infrastruktura energetyczna” na projekt Liczniki Zdalnego Odczytu (LZO), pozyskując ponad 86 mln zł dotacji z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Łączna wartość środków pozyskanych w ramach trzech umów dla tego projektu przekracza 255 mln zł, co czyni program LZO jednym z największych projektów modernizacyjnych w historii spółki.

Inteligentne urządzenia pomiarowe umożliwiają zdalny odczyt zużycia energii, szybsze rozliczenia, a także integrację z Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii (CSIRE). Dzięki nim możliwe jest aktywne zarządzanie energią, reagowanie na dynamiczne ceny i lepsza obsługa awarii. To także fundament dla rozwoju OZE i inteligentnych sieci.

Z perspektywy biznesowej projekt oznacza zmniejszenie strat handlowych energii, standaryzację procesów obsługi klienta i rozliczeń, a także usprawnienie eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Dzięki zdalnemu pozyskiwaniu danych pomiarowych i funkcji sterowania układami pomiarowymi spółka zyska narzędzia do efektywnego zarządzania energią, a klienci – pełny dostęp do bieżących pomiarów i szansę na aktywny udział w rynku energii.

Dodatkowo, wdrożenie nowoczesnych liczników pozwoli na oszczędność energii na poziomie blisko 40 tys. megawatogodzin rocznie, co przełoży się na znaczną redukcję emisji dwutlenku węgla – ponad 30 tys. ton rocznie. Ograniczone zostaną również emisje pyłów i tlenków azotu, co poprawi jakość powietrza.

Do końca 2028 r. PGE Dystrybucja wyposaży w inteligentne liczniki co najmniej 80 proc. odbiorców, a docelowo – 100 proc. do 2030 r.

>> Energa-Operator

System powiadomień

Energa-Operator uruchomiła nową bezpłatną usługę powiadomień o przerwach planowych w dostawach energii oraz o awariach. Aby z niej skorzystać, wystarczy wyrazić zgodę podczas rozmowy z konsultantem infolinii 801 404 404. Informacje otrzymywać można w najwygodniejszy dla siebie sposób – SMS-em lub e-mailem.

Powiadomienia to kolejne rozwiązanie, za pomocą którego klientom przekazywane są wiadomości o przerwach planowych związanych z pracami na sieci, a także informacje o wyłączeniach awaryjnych.

Wiedza o wyłączeniach ułatwi zaplanowanie pracy lub domowych obowiązków z dużym wyprzedzeniem, pozwoli na naładowanie urządzeń i zabezpieczenie sprzętu.

Nowa usługa jest spersonalizowana, a powiadomienia dotyczą wskazanej stacji

transformatorowej, z którą powiązani są odbiorcy i należące do nich Punkty Poboru Energii (PPE) na obszarze objętym przerwą w dostawie energii elektrycznej. Nie ma więc konieczności analizowania lub filtrowania danych.

Po wyrażeniu zgody za pomocą infolinii, klient otrzyma dwa rodzaje powiadomień:

- 5 dni przed planowaną przerwą (usługa dotyczy wyłącznie przerw planowych),
- 2 godziny przed rozpoczęciem pracy planowej (usługa dotyczy wyłącznie przerw planowych).

Informacje o awarii będą przekazywane za pomocą trzech komunikatów:

- komunikat o wyłączeniu awaryjnym,
- komunikat o pierwszym przedłużeniu awarii,
- komunikat o zakończeniu awarii.

» PGE Energetyka Kolejowa Operator

Nowy operator systemu dystrybucyjnego

2 stycznia 2026 r. PGE Energetyka Kolejowa S.A. zakończyła proces wydzielenia działalności dystrybucyjnej (tzw. unbundlingu), w wyniku którego funkcję niezależnego operatora systemu dystrybucyjnego w obszarze energetyki kolejowej przejęła spółka PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o.

Proces ten dostosował Segment Energetyki Kolejowej do wymogów regulacyjnych i wzmocnił jego stabilność oraz możliwości rozwoju w Grupie Kapitałowej PGE. Obowiązek wydzielania wyniknął z faktu, że po dołączeniu do Grupy PGE w kwietniu 2023 r., spółka stała się częścią koncernu obsługującego blisko 6 mln odbiorców energii.

W efekcie działalność dystrybucyjna została przeniesiona do PGE Energetyka Kolejowa Operator, który od 2 stycznia 2026 r. odpowiada za dostawę energii dla kolei, integrację z krajowym systemem elektroenergetycznym oraz rozwój infrastruktury sieciowej.

Dotychczasowa spółka PGE Energetyka Kolejowa S.A. koncentruje się obecnie na sprzedaży i obrocie energią oraz paliwami, a także na utrzymaniu sieci trakcyjnej PKP PLK, wspierając niezawodne działanie transportu kolejowego.

Jako niezależny operator, spółka będzie kontynuować program Modernizacji Układów Zasilania (MUZa), co poprawi niezawodność i bezpieczeństwo zasilania kolejowej sieci trakcyjnej, umożliwi obsługę coraz intensywniejszego ruchu pociągów oraz przygotuje krajową infrastrukturę zasilania na potrzeby kolei dużych prędkości i rozwoju transportu niskoemisyjnego.

Spółka dystrybuje rocznie 4,3 TWh energii elektrycznej, co stanowi około 3 proc. całkowitej energii dostarczanej w kraju. Zarządza siecią obejmującą ponad 18 tys. km linii elektroenergetycznych (WN, SN, nN), blisko 900 podstacji trakcyjnych i kabin sekcyjnych oraz 5,9 tys. stacji transformatorowych. Jej działalność obejmuje obszar o powierzchni 208 tys. km², zapewniając stabilność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. ■

» Energa-Operator

Pionierska cyfryzacja procesów

Energa-Operator nie demontuje już liczników po zakończeniu umowy ze sprzedawcą energii. Licznik pozostaje w sieci i może zostać ponownie wykorzystany – wystarczy jego zdalna aktywacja po zawarciu nowej umowy. Takie rozwiązanie, pionierskie w skali kraju, jest możliwe dzięki temu, że aż 93 proc. klientów Energa-Operator korzysta już z liczników zdalnego odczytu.

Pełne zautomatyzowanie procesu wykonywania zleceń pozwala rozpocząć dostawę energii do klienta nawet w dniu zawarcia przez niego umowy z wybranym sprzedawcą przez siedem dni w tygodniu. Szybsze jest również zakończenie dostarczania prądu, kiedy tylko umowa przestanie obowiązywać.

Nowe rozwiązanie dostępne jest dla tych odbiorców, którzy posiadają już licznik zdalnego odczytu. Po otrzymaniu sygnału

poprzez skomunikowane ze sobą systemy bilingowe sprzedawców i Energa-Operator, umowa będzie kończona poprzez zdalne i automatyczne rozłączenie stycznika. Analogicznie uruchomienie nowej umowy nastąpi poprzez załączenie stycznika w liczniku i rozpoczęcie dostaw energii.

W 2026 roku Energa-Operator planuje wprowadzić podobne udogodnienie dla nowych obiektów, montując licznik już wraz z wykonaniem przyłącza. Tak, aby czekał on tylko na podpis klienta lub zdalne zawarcie przez niego odpowiedniej umowy.

Obecnie z liczników zdalnego odczytu korzysta już 3,2 miliona odbiorców przyłączonych do sieci spółki, czyli blisko 93 proc. Do końca 2026 roku spółka planuje objąć wszystkich swoich klientów zdalnym pomiarem. ■

» PGE Dystrybucja

Współpraca na rzecz nowej strefy ekonomicznej



Nowa strefa ekonomiczna w gminie Łęczna będzie przestrzenią dla rozwoju nowoczesnego przemysłu i inwestycji

Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., PGE Dystrybucja S.A. Oddział Lublin oraz Gmina Łęczna podpisały list intencyjny dotyczący współpracy przy tworzeniu nowej strefy ekonomicznej na terenie sołectw Podzamcze i Stara Wieś w gminie Łęczna. Planowana strefa obejmie łącznie ok. 180 hektarów i ma stać się przestrzenią dla rozwoju nowoczesnego przemysłu, inwestycji oraz nowych miejsc pracy.

Strony zadeklarowały wspólne działania zmierzające do przygotowania terenów inwestycyjnych, w tym ich uzbrojenia w niezbędną infrastrukturę,

w szczególności energetyczną. Szacowane zapotrzebowanie przyszłych inwestorów na moc elektryczną wynosi około 80 MW. Rolę operatora systemu dystrybucyjnego dla planowanej strefy pełnić będzie PGE Dystrybucja S.A.

List intencyjny zakłada opracowanie koncepcji zasilania strefy w energię elektryczną, określenie niezbędnych zgód i tytułów prawnych do nieruchomości oraz oszacowanie kosztów realizacji infrastruktury. Szczegółowe harmonogramy i warunki przyłączeń mają zostać określone w odrębnych umowach. ■

Zdjęcie: PGE Dystrybucja

>> Enea Operator

Polska innowacja w Brukseli

W grudniu w siedzibie Komisji Europejskiej w Brukseli podpisano porozumienie inicjujące Europejskie Partnerstwo na rzecz Światów Wirtualnych. Podczas wydarzenia został zaprezentowany system szkoleniowy oparty na technologii VR, opracowany we współpracy Enei Operator z Uniwersytetem Ekonomicznym w Poznaniu oraz Politechniką Poznańską.

Europejskie Partnerstwo na rzecz Światów Wirtualnych jest jedną z kluczowych inicjatyw realizowanych w ramach programu Horizon Europe. Porozumienie zawarte pomiędzy Komisją Europejską a Stowarzyszeniem Wirtualnych Światów (Virtual Worlds Association – VWA) wyznacza dla Europy kierunki rozwoju technologii immersyjnych, zaawansowanych symulacji oraz cyfrowych bliźniaków.

Z perspektywy Komisji Europejskiej wirtualne światy są traktowane jako nowa warstwa infrastruktury cyfrowej, umożliwiająca bezpieczne symulowanie procesów, testowanie scenariuszy operacyjnych i podejmowanie decyzji w środowiskach zbliżonych do rzeczywistych. Ma to istotne znaczenie dla transformacji cyfrowej i energetycznej UE oraz wzmacniania odporności systemów krytycznych.

Podczas uroczystości zaprezentowano system szkoleniowy VR stworzony przez Eneę Operator we współpracy z partnerami akademickimi. Rozwiązanie to zostało wskazane jako przykład praktycznego i odpowiedzialnego wykorzystania technologii wirtualnych światów w szkoleniach dla sektora energetycznego i infrastruktury krytycznej. System ten umożliwia prowadzenie realistycznych szkoleń w bezpiecznym, kontrolowanym środowisku, bez narażania pracowników i infrastruktury na niepotrzebne niebezpieczeństwo.

Europejskie Partnerstwo zakłada szerokie zastosowanie technologii immersyjnych w takich obszarach jak energetyka, przemysł, infrastruktura krytyczna, edukacja czy administracja publiczna. Dla Enei Operator udział w tej inicjatywie umożliwia dostęp do wymiany doświadczeń oraz dalszego rozwoju innowacji wspierających transformację cyfrową spółki.

Zaangażowanie Enei Operator na forum europejskim umacnia aktywną rolę spółki w kształtowaniu nowoczesnych standardów szkoleniowych i technologicznych w sektorze energetycznym. To również kolejny krok w kierunku efektywnej transformacji energetycznej, opartej na innowacjach i współpracy nauki z biznesem. ■

>> PGE Dystrybucja

Grid Up! – innowacje dla sieci dystrybucyjnych

Grid Up! to autorska inicjatywa wspierająca innowacje w obszarze dystrybucji energii, otwierająca startup'om drzwi do współpracy z PGE Dystrybucja. 10 najlepszych projektów II finału zostało zaprezentowanych w Campusie Google w Warszawie 22 stycznia.

Pierwsza edycja programu Grid Up! wyłoniła nowatorskie rozwiązania w ramach zarządzania pracą sieci dystrybucyjnej. Projekty te wchodziły właśnie w fazę inicjowania testów i pilotaży. Campus Google w Warszawie jest jednym z najważniejszych miejsc na mapie polskiego ekosystemu innowacji i technologii. To przestrzeń, w której spotykają się startupy, liderzy branży i eksperci, aby wspólnie tworzyć nowe rozwiązania. ■

>> Enea Operator

Autorska aplikacja wspierająca decyzje inwestycyjne

Enea Operator wdraża nowoczesne, w pełni autorskie narzędzie informatyczne wspierające proces planowania działań inwestycyjnych i regulacyjnych w sieci dystrybucyjnej.

RankINN, opracowany we współpracy z Poznańskim Centrum Superkomputerowo-Sieciowym (PCSS), to jedyne tego typu rozwiązanie w polskiej branży energetycznej, integrujące dane z wielu systemów i przekładające je na konkretne rekomendacje dotyczące zarówno inwestycji infrastrukturalnych, jak i bieżącej regulacji pracy sieci.

RankINN wykorzystuje ogromny wolumen danych z LZO – do 2030 r. będą one u wszystkich odbiorców – analizując m.in. jakość energii, obciążenia, przerwy w zasilaniu, reklamacje czy strukturę sieci. Na tej podstawie aplikacja tworzy ranking obszarów krytycznych i wskazuje optymalne działania.

Po udanym pilotażu RankINN działa operacyjnie, a jego rozwój będzie kontynuowany zgodnie z potrzebami użytkowników i zmianami w sieci. ■

>> PGE Dystrybucja

Nowoczesna linia energetyczna Otwock – Glinianka

Modernizacja sieci energetycznej to jedna z kluczowych inwestycji wpływających na komfort życia mieszkańców i rozwój regionu. Warszawski Oddział PGE Dystrybucja zakończył kolejny ważny etap prac w ramach Programu PK30. Jednym z najistotniejszych zadań jest modernizacja linii energetycznej na trasie Otwock – Glinianka, która ma bezpośrednie znaczenie także dla mieszkańców powiatu otwockiego.

W ramach Programu PK30 modernizowany jest ponad 8-kilometrowy odcinek linii średniego napięcia (SN) relacji Otwock – Glinianka. Dotychczasowa linia napowietrzna, przebiegająca przez gęsto

zurbanizowane tereny podwarszawskie, jest przebudowywana na nowoczesną linię kablową.

Linia ta zasilą kilkadziesiąt tysięcy odbiorców, w tym:

- osiedla mieszkaniowe i domy jednorodzinne,
- szkoły i obiekty użyteczności publicznej,
- zakłady produkcyjne i firmy usługowe.

Dzięki skablowaniu sieci znacząco zmniejszy się ryzyko awarii spowodowanych m.in. silnym wiatrem, burzami czy opadami. Skrócą się również przerwy w dostawach prądu, a sama sieć stanie się bardziej bezpieczna i niezawodna. ■

» TGE, TAURON Dystrybucja i PSE Platforma usług elastyczności

Towarowa Giełda Energii, TAURON Dystrybucja oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne podpisały 26 stycznia porozumienie o współpracy w zakresie stworzenia platformy obrotu dla usług elastyczności.

Nowe rozwiązanie giełdowe ma umożliwić m.in. kojarzenie dostawców i odbiorców usług elastyczności, a także usprawnić ich aktywację i koordynację pomiędzy operatorem systemu przesyłowego oraz operatorami systemów dystrybucyjnych. Podpisane porozumienie jest otwarte dla innych chętnych operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy będą zainteresowani dołączeniem.

Usługi elastyczności mogą być świadczone na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych dzięki nowelizacji ustawy Prawo energetyczne z 2023 r. Obecnie każdy OSD wykorzystuje własne rozwiązania w zakresie poszukiwania dostawców, przyjmowania czy aktywacji ofert. Dzięki platformie giełdowej oferowanie i korzystanie z lokalnych usług elastyczności będzie bardziej transparentne, a samo narzędzie umożliwi operatorom zwiększenie lub zmniejszenie poboru bądź generacji we wskazanym obszarze sieciowym. Tego typu usługi są zlecane przez OSD, a świadczyć je mogą m.in. wytwórcy energii, magazyny oraz tzw. odbiorcy aktywni i agregatorzy, otrzymując w zamian wynagrodzenie.

Jak podaje TAURON Dystrybucja, dzięki elastyczności będzie możliwe lepsze zarządzanie siecią i występującymi ograniczeniami oraz reagowanie na zmiany w produkcji energii, jej zużyciu, a przede wszystkim oferowanie nowych możliwości i usług dla naszych klientów. Platforma znacząco uprości procedury związane z wyborem ofert na ich świadczenie i pozwoli lepiej rozwiązywać lokalne wyzwania energetyczne. ■

Informacje ze spółek
opracowała
Marzanna Kierzkowska

» Energa-Operator

Łatwiejsze przyłączanie magazynów energii

Energa-Operator uprościła procedury przyłączeniowe dla magazynów energii. Jeśli wnioskowana moc okaże się zbyt wysoka, inwestor automatycznie otrzyma informację o dostępnej mocy, dla której istnieje potencjał do wydania warunków przyłączenia.

Obecnie do sieci Energa-Operator przyłączonych jest ponad 10,3 GW mocy z OZE, w tym 2,82 GW mikroinstalacji OZE, co stanowi blisko 30 procent OZE w Polsce i ponad czterokrotnie przewyższa średnie zapotrzebowanie na moc klientów spółki. Energa-Operator szacuje, że do 2031 roku udział OZE na terenie jej działania wzrośnie do ok. 16,5 GW. Magazyny energii to jedno z rozwiązań, które pomogą w utrzymaniu tempa przyłączeń pogodozależnych źródeł energii do sieci.

Energa-Operator wprowadziła zmianę polegającą na wyznaczaniu dostępnej mocy przyłączeniowej już na etapie rozpatrywania

wniosków o określenie warunków przyłączenia. Wcześniej, w przypadku braku wnioskowanej mocy składany wniosek automatycznie kończył się odmową wydania warunków.

Teraz, jeżeli wydanie warunków przyłączeniowych na wnioskowaną moc nie jest możliwe, inwestor zamiast odmowy, otrzymuje informację o wielkości dostępnej mocy i może z niej skorzystać w ciągu siedmiu dni od otrzymania powiadomienia. Rozwiązanie takie znacznie skraca formalności, eliminując konieczność składania kolejnego wniosku przyłączeniowego dla magazynu energii.

Wkrótce Energa-Operator udostępni również nowy wzór wniosku. Inwestorzy będą mogli wskazać w nim nie tylko moc wnioskowaną, ale także minimalną moc, którą są zainteresowani, co pozwoli jeszcze sprawniej zawierać umowy przyłączeniowe dla magazynów energii. ■

» TAURON Dystrybucja

Na rzecz współpracy dla rozwoju regionu



Zdjęcie: TAURON Dystrybucja

Na spotkaniu zorganizowanym przez TAURON Dystrybucja mówiono o współpracy polsko-niemiecko-czeskiego pogranicza

TAURON Dystrybucja był organizatorem spotkania poświęconego możliwościom zacieśnienia współpracy z przedsiębiorcami, instytucjami otoczenia biznesu, samorządami i ich jednostkami podległymi, działającymi na terenie polsko-niemiecko-czeskiego pogranicza.

Spotkanie było okazją do wymiany doświadczeń oraz omówienia potencjalnych obszarów współpracy, w szczególności w kontekście rozwoju infrastruktury, wsparcia przedsiębiorczości oraz działań

realizowanych we współpracy z jednostkami samorządu terytorialnego.

Mówiono o współpracy transgranicznej, która stanowi istotny element rozwoju Trójziemia i stwarza nowe możliwości dla samorządów, jak i firm. Rozmawiano również na tematy transformacji i efektywności energetycznej, nowych produktów TAURON Dystrybucji, takich jak m.in. dostępne moce przyłączeniowe taryfy dynamicznej, które staną się istotnym elementem rozwoju regionu, zwiększając jego konkurencyjność. ■

Działania PTPiREE w obszarze regulacji prawnych w grudniu 2025 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE	- Projekt UC84 w wersji przekazanej do rozpatrzenia przez RM – 22.12 - Uzasadnienie do projektu UC84 w wersji na RM - OSR do projektu UC84 w wersji na RM - Uwagi PTPiREE do projektu nowelizacji uPE i uOZE /UD284/ – 3.12 - Uwagi PTPiREE do projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki /UDER92/ – 12.12 - Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw /UD332/ – 31.12 - Uzasadnienie do projektu /UD332/ - OSR do projektu /UD332/
2.	Rozporządzenie systemowe – prekonsultacje/uzgodnienia	Materiały robocze (z 31.12) dot. Rozporządzenia systemowego wypracowywane pomiędzy PTPiREE, ME i PSE
3.	Nowelizacja rozporządzenia taryfowego	Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 12 grudnia 2025 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną – Dz. U. z 12.12.2025 r., poz. 1772
4.	Rozporządzenie MC ws. warunków technicznych zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych telekomunikacji lub pomieszczeń telekomunikacyjnych (WPL MC 2)	- Projekt (wraz z uzasadnieniem) rozporządzenia MC ws. warunków technicznych zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych telekomunikacji lub pomieszczeń telekomunikacyjnych (WPL MC 2) – 8.12 - OSR do projektu WPL MC 2 - Formularz uwag PTPiREE do projektu rozporządzenia MC – WPL MC 2 – 23.12
5.	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.	- aKPEiK – prezentacja wersji na RM - Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. – wersja z 12.2025

1. Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

Projekt tzw. ustawy sieciowej, tj. UC84 w grudniu przeszedł etap rozpatrzenia przez Komisję prawniczą, a następnie kontynuacji uzgodnień międzyresortowych. Pod koniec grudnia na portalu RCL opublikowany został pakiet dokumentów związanych z projektem – z prośbą Ministra Energii o skierowanie regulacji do priorytetowego rozpatrzenia przez Radę Ministrów. Rozpatrzenie przez Radę Ministrów projektu UC84 zaplanowano na posiedzenie na styczniu. Wprowadzane do projektu – przed rozpatrzeniem przez RM – zmiany dot. przede wszystkim kwestii legislacyjno-redakcyjnych. Wśród zmian mających wpływ na OSD dodano m.in. zapisy wskazujące datę 31 sierpnia 2026 r. jako

ostateczny termin pierwszej publikacji przez operatorów: informacji o dostępnych zdolnościach przyłączeniowych, odrzuconych wnioskach o przyłączeniu do sieci oraz jednolitego zbioru zasad opisujących procedury i terminy oraz kryteria stosowane przy ocenie wniosków o przyłączenie.

Na początku miesiąca PTPiREE skierowało do ME uwagi w ramach konsultacji projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii /UD284/. Projektowane rozwiązania dot. przede wszystkim obowiązków związanych z obligiem giełdowym, a także nierynkowej redukcji OZE (redysponowania). W ramach stanowiska PTPiREE zaproponowano m.in. odstąpienie od projektowanych rozwiązań dot. nierynkowego redysponowania, a także wydłużenie projektowanego

terminu (z 3 do 4 miesięcy od ogłoszenia przez Prezesa URE zatwierdzenia IRIESP i WDB) przewidzianego dla OSD na przedłożenie do zatwierdzenia przez PURE zmiany IRIESD w celu dostosowania jej do przepisów zmienianej ustawy.

Kontynuowano także (w ramach PTPiREE/OSD) uzgodnienia dot. kart aktualizacji IRIESD, a także w zakresie wypracowania nowej IRIESD.

W połowie grudnia – w ramach konsultacji publicznych – zostały także zgłoszone uwagi doprecyzowujące/redakcyjne do projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki /UDER92/.

Ostatniego dnia roku na portalu RCL upubliczniono projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw /UD332/. Projekt dot. przede wszystkim systemu wsparcia dla biometanu,

a także usprawnienia procesów inwestycyjnych w lądowe elektrownie wiatrowe, ale także zmiany w zakresie zasad sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii oraz doprecyzowania przepisów w zakresie działalności spółdzielni energetycznej. Regulacji nie skierowano do konsultacji publicznych – Minister Energii skierował projekt bezpośrednio do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów. Przebieg prac nad regulacją jest monitorowany.

2. Rozporządzenie systemowe – prekonsultacje/uzgodnienia

W grudniu kontynuowano prace – zarówno na szczeblu PTPIREE, jak i wspólnie z ME oraz PSE – dot. wypracowania zapisów nowego rozporządzenia systemowego dotyczące wątków elastyczności oraz w zakresie zarządzania ograniczeniami. Uzgodnienia z PSE (próba wypracowania kompromisowych zapisów, szczególnie w zakresie koordynacji między operatorami) są kontynuowane na początku roku 2026 r. podczas szeregu roboczych spotkań. Prace uzgodnieniowe powinny zakończyć się w pierwszej połowie stycznia, ze względu na plany resortu energii, zgodnie z którymi projekt nowego rozporządzenia powinien zostać skierowany do konsultacji publicznych na przełomie stycznia/lutego 2026 r.

3. Nowelizacja rozporządzenia taryfowego

12 grudnia 2025 w Dzienniku Ustaw – po jednodniowym procesie opiniowania – opublikowane zostało Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 12 grudnia 2025 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Zmienione przepisy weszły w życie dzień po ogłoszeniu.

W efekcie nowelizacji zmianie uległa kategoria odbiorcy specjalnego opłaty jakościowej. Zgodnie z regulacją do tej grupy zalicza się podmioty pobierające z sieci o napięciu 110 kV lub wyższym i zużywające co najmniej 200 GWh energii rocznie na własne potrzeby, wykorzystując min. 50% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15% wartości produkcji. Jak przewidziano w OSR – obniżka stawki opłaty jakościowej dla największych

odbiorców energochłonnych będzie się wiązać z jej wzrostem dla innych grup odbiorców, niebędących odbiorcami specjalnymi.

Resort energii poinformował przy okazji, że zmiana w zakresie stawki opłaty jakościowej jest jednym z elementów szerszego działania na rzecz odbiorców energochłonnych, nad którym pracować ma powołany przy ME Zespół ds. poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej. Celem ma być m.in. przedstawienie „rekomendacji dot. m.in.: składnika stałego i zmiennego stawki sieciowej, stawki jakościowej, sprawiedliwej alokacji kosztów w krajowym systemie elektroenergetycznym”.

4. Rozporządzenie MC w sprawie warunków technicznych zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych telekomunikacji lub pomieszczeń telekomunikacyjnych (WPL MC 2)

PTPIREE uczestniczyło w grudniowych konsultacjach publicznych projektu Rozporządzenia Ministra Cyfryzacji w sprawie warunków technicznych zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych telekomunikacji lub pomieszczeń telekomunikacyjnych.

Zgłoszono postulat dot. wyłączenia z zakresu rozporządzenia obiektów budowlanych (przedsiębiorstw dystrybucyjnych), w których zainstalowano urządzenia telekomunikacyjne dla potrzeb sieci technologicznych wspomagających pracę systemu elektroenergetycznego.

Projektowane rozporządzenie ma mieć zastosowanie do przebudowy, rozbudowy lub nadbudowy obiektu budowlanego telekomunikacji lub pomieszczenia telekomunikacyjnego związanej z przebudową, rozbudową lub nadbudową instalacji wewnątrz tego obiektu lub pomieszczenia, która służy do zasilania energią elektryczną obiektów budowlanych telekomunikacji lub pomieszczeń telekomunikacyjnych.

5. Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.

W drugiej połowie grudnia zaprezentowano kolejną – opracowaną przez Ministerstwo Energii do zatwierdzenia

rządowego – wersję dokumentu strategicznego projektu „Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.” (pakiet dokumentów dostępny jest na stronie internetowej ME: <https://www.gov.pl/web/energia/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r--wersja-opracowana-przez-me-do-zatwierdzenia-rzadowego>).

Mimo sygnalizowanej przez branżę na poprzednim etapie uzgodnień konieczności modyfikacji w zakresie przyjętego w dokumencie celu dla wskaźnika SAIDI w roku 2030 na poziomie 85 min/odbiorcę – w zaktualizowanej wersji KPEiK wskaźnik ten nie został skorygowany.

Zgadzając się co do przyjętego w dokumencie założenia, że „celem w zakresie liniowej infrastruktury energii elektrycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania potrzeb w zakresie dostaw energii elektrycznej”, zaznaczyć należy, że wskaźnik SAIDI na poziomie 85 min, określony jako cel dla infrastruktury sieciowej, jest niedopasowany do uwarunkowań funkcjonowania polskiej sieci elektroenergetycznej. Ze względu na wysoki udział linii napowietrznych i rosnącą częstość zdarzeń ekstremalnych, SAIDI jest silnie wrażliwy na warunki pogodowe i awarie masowe, co ogranicza jego przydatność jako twardego celu liczbowego i miary efektywności działań inwestycyjnych. Dla porównania, minimum historyczne SAIDI w 2020 r. wyniosło 157 minut, a w ostatnich latach wartość ta utrzymuje się na poziomie ok. 200 minut. Trzeba podkreślić, że na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat już dokonano znaczącej poprawy tego wskaźnika i doszedł on do optimum przy specyfice sieci elektroenergetycznej w Polsce. W konsekwencji osiągnięcie poziomu 85 min w 2030 r. należy uznać za nie-realne, a jednocześnie wskaźnik ten nie stanowi miarodajnej podstawy do oceny postępu modernizacji sieci. Postulat usunięcia tego wskaźnika ze względu na jego dużą wrażliwość na warunki pogodowe – zostanie ponownie przekazany do ME – zgodnie z powyższą argumentacją.

Biuro PTPIREE, Poznań, 2 stycznia 2026 r.



Rubrykę, poświęconą zagadnieniom prawnym w energetyce, redagują: r. pr. Przemysław Kałek oraz apl. radc. Olga Ostrowska z Kancelarii Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.j.



Dalsze losy „pakietu sieciowego” (UC84) – wybrane propozycje zmian

15 stycznia 2026 r. rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (na etapie RCL: UC84) trafił do pierwszego czytania w komisjach Sejmu. Warto na tym etapie przypomnieć, po co jest ten projekt i gdzie zadziała najskuteczniej. Jak podkreślają projektodawcy konieczne jest przyspieszenie transformacji energetycznej, którą wciąż blokują projekty OZE sprzed kilku lat, które nie są realizowane, ponieważ w obecnych realiach rynkowych są już nieopłacalne (np. duże projekty PV). Dlatego też niezbędne jest wprowadzenie mechanizmów, które już na etapie procesu przyłączeniowego będą weryfikowały realność projektów i wyeliminują z rynku nierentowne z nich (potocznie „projekty zombie”). Te nowe mechanizmy trzeba będzie stosować również do projektów, które uzyskały warunki przyłączenia na podstawie obowiązujących przepisów. Z uwagi na trwający proces legislacyjny, w aktualnym Paragrafie sygnalizujemy wybrane kwestie, na które warto zwrócić uwagę.

1) Pozycja OSD w projektowanych zmianach

Proponowane zmiany nie pozostają bez wpływu na sytuację OSD. Projekt przewiduje m.in.:

- wprowadzenie do umów o przyłączenie do sieci tzw. kamieni milowych, czyli terminów realizacji inwestycji np. pozyskania pozwolenia na budowę w odpowiednim okresie, pod rygorem wygaśnięcia z mocy prawa umowy o przyłączenie do sieci,

- zwiększenie wysokości zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie z 30 zł na 60 zł na każdy kW mocy przyłączeniowej zarówno mocy „wytwórczej”, jak i „odbiorczej” i podwyższenie pułapu tej kwoty do 6 mln zł,
- wprowadzenie opłaty administracyjnej za rozpatrzenie wniosku o przyłączenie w wysokości 1 zł za 1 kW mocy przyłączeniowej, maksymalnie do 100 tys. zł,
- wprowadzenie obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego pokrywającego koszt realizacji przyłączenia w razie rozwiązania umowy o przyłączenie przez inwestora w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej dla mocy nieprzekraczającej 100 MW, oraz w wysokości 60 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej dla mocy przekraczającej 100 MW, jednak nie więcej niż 12 mln zł,
- skrócenie okresu ważności warunków przyłączenia,
- zasady zmiany warunków przyłączenia.

Te nowe wymagania będą miały zastosowanie zarówno do nowych instalacji, jak i do instalacji, dla których uzyskano już warunki przyłączenia do sieci lub dla których wniosek o określenie warunków przyłączenia został już złożony. Zakłada się, że zmiany te pozytywnie wpłyną na sferę przyłączania do sieci.

2) Umowy przyłączeniowe z ograniczeniami – elastyczność i redysponowanie

Projekt ustawy wprowadza dwa nowe modele umów o przyłączenie do sieci, które w praktyce mogą stać się nowym standardem tam, gdzie istniejąca czy nawet planowana sieć nie zapewnia odpowiednich mocy przyłączeniowych.

W umowie elastycznej operator – na obszarach o ograniczonej przepustowości – będzie mógł wprowadzać uzasadnione ograniczenia poboru lub wprowadzania energii elektrycznej. Co do zasady ma to działać jako rozwiązanie przejściowe do czasu rozbudowy sieci elektroenergetycznej, z limitem czasowym i bez odpowiedzialności operatora za skutki tych ograniczeń. W umowie konfigurowalnej ograniczenia mają pójść dalej: jeżeli przyłączenie „bez ograniczeń” nie będzie możliwe nawet mimo planowanej rozbudowy, to ograniczenia mogą być zmienne w czasie, oparte o parametry/zdarzenia pracy sieci, a nawet mieć charakter trwały.

3) Reforma procedur przyłączeniowych – mniej barier wejścia, więcej dyscypliny po przyłączeniu

Projekt poszerza model przyłączenia w ramach współdzielenia jednego przyłącza. Formuła cable pooling ma stać się szerzej dostępnym sposobem realizacji instalacji OZE i magazynów energii elektrycznej w ramach jednego przyłącza – z uproszczeniami proceduralnymi. Równolegle pojawia się rozwiązanie, które ma ograniczać „ciężar” ekspertyz wpływu na system elektroenergetyczny przy zmianach w wydanych warunkach przyłączenia – jeżeli inwestor dodaje kolejną instalację i zwiększa moc zainstalowaną, ale nie zmienia mocy przyłączeniowej (odpowiednio po stronie poboru albo wprowadzania energii), to zakres ekspertyzy ma być węższy niż dotychczas. Drugi kierunek to wzmocnienie egzekwowalności dotrzymywania mocy przyłączeniowej. Jeżeli „strażnik mocy” działa nieprawidłowo, a podmiot przekracza moc przyłączeniową, operator ma zyskać możliwość realnej reakcji – włącznie



Konieczne jest przyspieszenie transformacji energetycznej, którą wciąż blokują projekty OZE sprzed kilku lat, które nie są realizowane, ponieważ w obecnych realiach rynkowych są już nieopłacalne (np. duże projekty PV)

ze wstrzymaniem wprowadzania energii elektrycznej do sieci albo wstrzymaniem jej poboru. To ważny sygnał: projekt nie tylko „ułatwia przyłączenia”, ale też domyka temat odpowiedzialności za dostrzymywanie uzgodnionych parametrów współpracy. Trzeci kierunek to zmniejszenie ilości wymaganych dokumentów, ale bez całkowitej rezygnacji z kontroli ze strony operatora systemu. Projekt znosi obowiązek dołączania do wniosku wypisu i wyrysu z MPZP albo decyzji WZ oraz dokumentu potwierdzającego tytuł prawny – w zamian pojawia się oświadczenie inwestora. Jednocześnie operator zachowuje możliwość zażądania tych dokumentów. Czwarty kierunek to terminy. Dla określonych kategorii (m.in. instalacje z grup I–II, części III lub VI oraz biogazownie rolnicze do 2 MW) operator ma mieć 60 dni na potwierdzenie kompletności wniosku o warunki przyłączenia albo wskazanie braków. Z kolei przy sporach o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci >1 kV projekt ustawy wprowadza 6-miesięczny termin na złożenie wniosku o rozstrzygnięcie sporu do Prezesa URE – po to, żeby ograniczyć inicjowanie sporów

po bardzo długim czasie od odmowy. W tle pojawiają się też rozwiązania sektorowe. Projekt upraszcza i wzmacnia zasady przyłączania biogazowni wytwarzających energię elektryczną. Z kolei dla inwestycji kolejowych przewiduje zestaw ułatwień: zniesiono zabezpieczenie i oświadczenie o tytule prawnym, wydłużono do 5 lat termin wygaśnięcia umowy za niedotrzymanie tzw. kamieni milowych, odroczono na 5 lat wejście w życie opłaty za wniosek i zaliczki, a warunki przyłączenia mają być ważne 2 lata od doręczenia. Projekt przewiduje również możliwość wyjątkowej i należytej uzasadnionej ponownej weryfikacji warunków technicznych i ekonomicznych dla odbiorcy już na etapie zawierania umowy o przyłączenie. Jeżeli w wyniku takiej weryfikacji okaże się, że warunki te nie istnieją, operator będzie mógł odmówić zawarcia umowy. Projekt porządkuje również sposób ujmowania przyłączeń odbiorczych >1 kV w ekspertyzach wpływu na system: do czasu zawarcia umowy o przyłączenie takie przyłączenie nie ma być uwzględniane w ekspertyzie (dotyczy instalacji odbiorczych, a nie wytwórców ani magazynów energii).

4) Ułatwienia po stronie odbiorców – więcej niż jedna umowa na jednym przyłączy

Nowe przepisy mają na celu umożliwić odbiorcy końcowemu zawarcia więcej niż jednej umowy kompleksowej lub więcej niż jednej umowy sprzedaży energii elektrycznej, w ramach jednego przyłącza, które gwarantuje im dostęp do sieci elektroenergetycznej. Odbiorca energii elektrycznej będzie miał możliwość skorzystania z uproszczonej procedury, wnioskowania o dodatkowy punkt poboru energii w ramach istniejącego przyłącza.

5) Energia z testów i rozruchu przed pozwoleniem/koncesją

Projekt również porządkuje status energii wprowadzanej do sieci na etapie testów i rozruchu technologicznego (przed ostatecznym pozwoleniem na użytkowanie albo przed uzyskaniem koncesji) oraz uzasadnia potrzebę szerszych możliwości jej sprzedaży niż wyłącznie na rynku bilansującym. Przykładowo, przedsiębiorca obowiązany do uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej

albo magazynowania energii elektrycznej w magazynie energii elektrycznej będzie mógł:

- uczestniczyć w rynku bilansującym,
- wytwarzać energię elektryczną oraz sprzedawać energię elektryczną wytworzoną w jednostce wytwórczej – w przypadku przedsiębiorcy obowiązującego do uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem sprzedaży do odbiorców końcowych,
- magazynować energię elektryczną – w przypadku przedsiębiorcy obowiązującego do uzyskania koncesji w zakresie magazynowania energii elektrycznej,
- świadczyć usługi systemowe lub usługi systemowe niedotyczące częstotliwości
 - od dnia pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, bez wymaganej przepisami ustawy koncesji. Projekt zakłada ograniczenie czasowe korzystania z tego uprawnienia.

Nowy projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw

31 grudnia 2025 r. na stronie Rządowego Centrum Legislacji został opublikowany nowy projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (tzw. UD332), którego zakres obejmuje głównie regulacje dotyczące biometanu (w szczególności wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW, zmiany dotyczące wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu, określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu).

Przy czym w kontekście powyższego projektu w szczególności zwracamy uwagę, że obecnie sposób sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii został określony w art. 7 ust. 8d12 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że moc zainstalowanej mikroinstalacji nie obejmuje mocy zainstalowanego magazynu energii elektrycznej, pod warunkiem, że suma mocy zainstalowanego magazynu i łącznej mocy, którą można wprowadzić do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, nie przekracza mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji. Projektodawcy

proponują modyfikację tego przepisu. Zgodnie z propozycją w ramach wspomnianego projektu, w przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej, do mocy zainstalowanej mikroinstalacji, nie będzie wliczać się mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, o ile: (i) moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej jest nie większa niż 2,2-krotność mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji oraz (ii) łączna moc, która może być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, jest nie większa niż moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji.

„Inteligentne sieci” elektroenergetyczne

W dniu 8 stycznia br. CEER opublikowało opracowanie pt. „Wskaźniki efektywności elektroenergetycznej inteligentnej sieci” (ang. Electricity “Smart Grid” Performance Indicators), którego celem jest dostarczenie krajowym organom regulacyjnym uporządkowanych ram służących monitorowaniu oraz ocenie funkcjonowania sieci elektroenergetycznych; zaproponowane w dokumencie wskaźniki mają wspierać sprawowanie skutecznego nadzoru regulacyjnego.

Przegląd orzecznictwa

W wyroku SOKiK w Warszawie z 29 października 2025 r. (sygn. akt. XVII AmE 263/24) sąd wskazał, że odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci nie musi być wyrażona wprost. Może do niej dojść także wtedy, gdy przedsiębiorstwo energetyczne co prawda przesyła warunki przyłączenia i projekt umowy, ale proponuje je w takiej treści, że są one nie do zaakceptowania dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie. Dla OSD oznacza to konieczność precyzyjnego formułowania warunków i projektu umowy (oraz dokumentowania uzasadnienia ewentualnych ograniczeń, w szczególności na „przyszłość”, jeśli doszłoby do sporu przed Prezesem URE, a w następnym kroku przed sądem).

SOKiK w wyroku z dnia 20 listopada 2025 r. (sygn. akt. XVII AmE 201/24) uznał, że przepisy nie rozstrzygają wprost, jak kwalifikować magazyn energii przy przyłączeniu do sieci. Choć Prawo energetyczne zawiera definicję magazynu, to w dacie wydania decyzji (ustalającej obowiązek

zawarcia umowy o przyłączenie) nie traktowano go jako odrębnej kategorii przyłączonej (ani jako urządzeń odbiorczych, ani jako instalacji wytwórczych). Sąd rozpoznając sprawę doszedł jednak do przekonania, że prawidłowa jest koncepcja, że na potrzeby przyłączenia magazynu energii elektrycznej do sieci, należy oceniać jego wpływ na sieć tak jak źródła wytwórczego. Dlatego w tej sprawie, dla zapewnienia sprawności pracy sieci elektroenergetycznej i zachowania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, konieczne było ustalenie wpływu na tę sieć magazynu energii w stanie jego rozładowywania, a więc wprowadzania energii do sieci (obciążenia sieci). To oznacza konieczność sprawdzenia, jaki wpływ na sieć wywoła wprowadzanie energii przez magazyn, z perspektywy bezpieczeństwa i niezawodnej pracy systemu. Taka interpretacja sądu w tym może stanowić wskazówkę, jak należało oceniać wpływ magazynów energii elektrycznej.

Z kolei niedawno opublikowany wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) z dnia 19 grudnia 2025 r. (sygn. akt. III OSK 2925/22) dotyczył skargi kasacyjnej związanej ze sporem między zasadą jawności informacji publicznej a ochroną tzw. informacji sensytywnych OSD. NSA oddalając skargę kasacyjną, utrzymał rozstrzygnięcie Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA). Istotne dla OSD jest podkreślenie, że Sąd I instancji stwierdził, że wydanie przez przedsiębiorstwo decyzji o odmowie udostępnienia swojego planu rozwoju (w całości) w istotny sposób naruszało Ustawę o dostępie do informacji publicznej. Przedsiębiorstwo nie miało bowiem – w ocenie WSA – podstaw prawnych do uznania, że tajemnicę ustawowo chronioną może stanowić całość dokumentu, jakim jest plan rozwoju sieci. Zdaniem Sądu I instancji przedsiębiorstwo było bowiem obowiązane do rozważenia, które konkretnie z zawartych w planie rozwoju informacje nie mogą zostać w jej ocenie ujawnione w oparciu o Ustawę o dostępie do informacji publicznej i po ewentualnym stwierdzeniu, że takie informacje są w planie zawarte, udostępnić stronie plan z ich wyłączeniem, wydając jednocześnie decyzję o odmowie udostępnienia informacji publicznej tylko w takim ściśle określonym zakresie. Wyrok WSA ma szczególnie praktyczne znaczenie dla OSD, zwłaszcza w kontekście ochrony informacji sensytywnych wskazanych w Programie zgodności OSD. ■

Systemy ciepłownicze i chłodnicze jako zasób elastyczności dla sieci dystrybucyjnych

JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI
BIURO PTPIREE

MICHAŁ IZDEBSKI, BOGDAN CZARNECKI
INSTYTUT ENERGETYKI – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY ODDZIAŁ GDAŃSK

Systemy ciepłownicze i chłodnicze (District Heating and Cooling, DHC) mogą stać się istotnym zasobem elastyczności dla sieci dystrybucyjnych – szczególnie poprzez Power-to-Heat (P2H), duże pompy ciepła oraz magazyny ciepła (Thermal Energy Storage, TES). Dzięki tym technologiom możliwe jest sterowanie poborem energii elektrycznej i przesuwanie w czasie wytwarzania ciepła bez pogarszania bezpieczeństwa dostaw.

W pierwszej części przedstawiono kontekst europejski oraz pozycję Polski na tle rynku DHC. W drugiej części

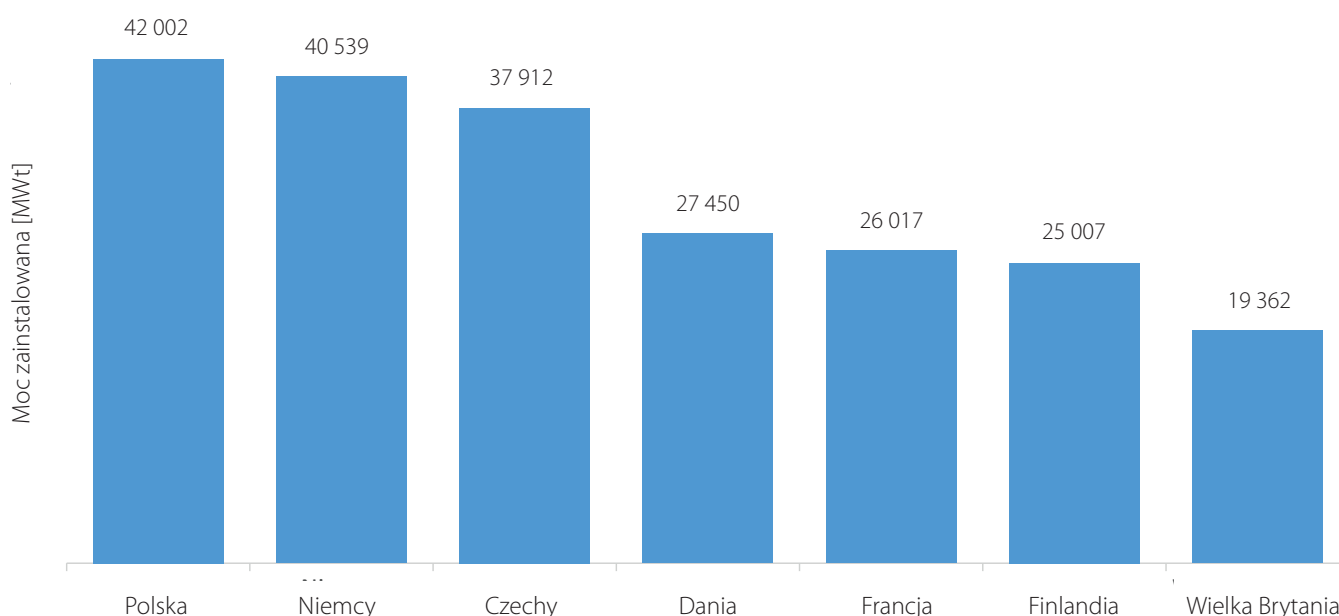
zaprezentowano wyniki oceny potencjału elastyczności wykonanej w 2024 roku na potrzeby PTPIREE przez Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, realizowanej w celu wykonania obowiązku wynikającego z art. 10d ustawy – Prawo energetyczne.

Kontekst i doświadczenia europejskie

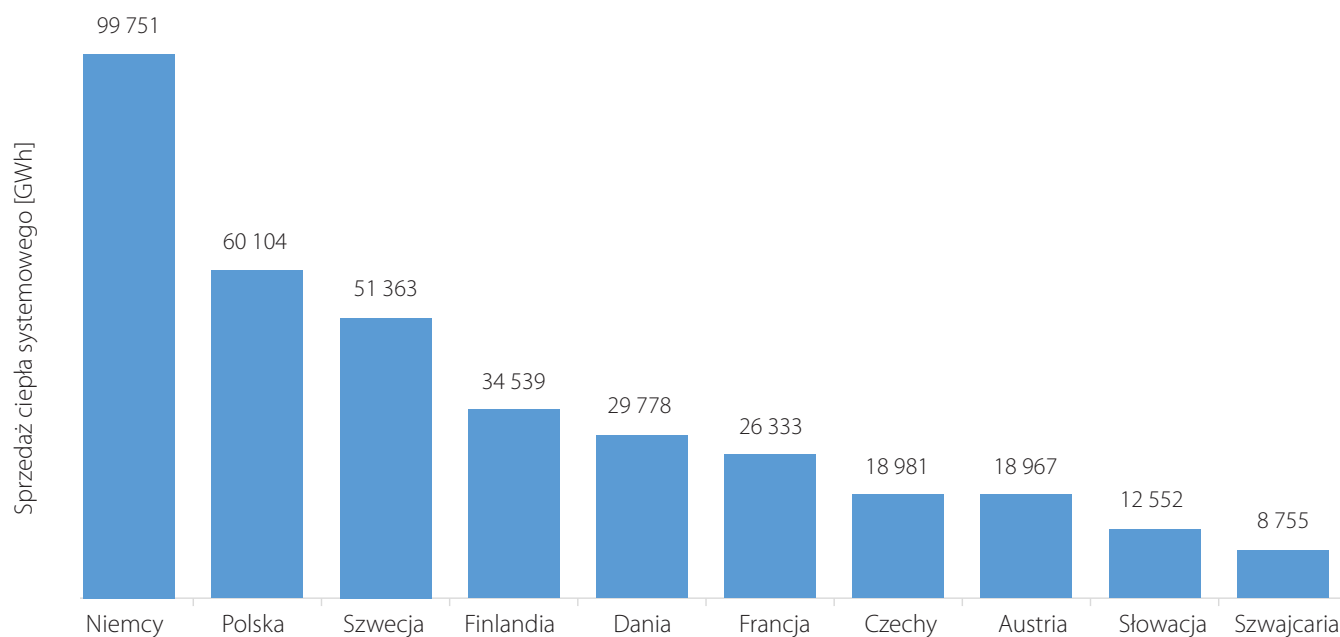
Systemy ciepłownicze i chłodnicze w Europie stanowią rozbudowaną infrastrukturę. Według danych zestawionych przez Euroheat & Power, w Europie

działa ok. 19 tys. sieci, które obsługują blisko 80 mln mieszkańców, a roczne dostawy ciepła sieciowego wynoszą ok. 548,6 TWh (2023). Wielkość sektora to ok. 199 tys. km infrastruktury sieciowej oraz ok. 309 GWt mocy zainstalowanej.

W ujęciu systemowym DHC ma istotny udział w zaspokajaniu potrzeb ciepłych – w skali europejskiej ciepło sieciowe pokrywa ok. 12 proc. końcowego zużycia energii na ogrzewanie pomieszczeń i ciepłej wody użytkowej w sektorach gospodarstw domowych, usług i przemysłu [3]. Jednocześnie segment



Rys.1: Moc zainstalowana ciepła systemowego w wybranych krajach w 2023 roku [1]



Rys. 2: Sprzedaż ciepła systemowego w wybranych krajach w 2023 roku [1]

chłodu sieciowego jest relatywnie mały, ale jest wskazywany jako perspektywiczny w miastach i dla obiektów komercyjnych [1].

Równolegle postępuje zmiana miksu w kierunku źródeł nisko- i zeroemisyjnych: w 2023 roku udział OZE i ciepła odpadowego w paliwach dla ciepła sieciowego osiągnął 44,1 proc., a szczególnie szybko rozwijają się rozwiązania elektryfikujące sektor (duże pompy ciepła oraz kotły elektrodowe), które – przy wysokiej penetracji OZE w elektroenergetyce – mogą pracować w okresach nadprodukcji energii i niskich/ujemnych cen, wspierając integrację systemu energii.

W 2023 roku udział technologii Power-to-Heat w produkcji ciepła systemowego w Europie pozostawał jeszcze niewielki: duże pompy ciepła dostarczyły ok. 6,5 TWh, a kotły zasilane energią elektryczną przyłączone do systemów ciepłowniczych ok. 4,5 TWh, co łącznie odpowiada ok. 2 proc. wolumenu ciepła sieciowego [1]. Jednocześnie są to najszybciej rozwijające się technologie – co wiąże się z rosnącą podażą zmiennej energii z OZE i możliwością pracy tych źródeł w okresach nadwyżek oraz niskich/ujemnych cen energii.

System ciepłowniczy w Polsce należy do największych w Europie, zarówno pod względem długości sieci, jak i mocy zainstalowanej – sięgającej około 42 GWt [1]. Około 50 proc. energii końcowej zużywanej w budynkach mieszkalnych przypada

na ogrzewanie sieciowe, co czyni ten segment kluczowym dla transformacji energetycznej kraju. Mimo dużej skali, sektor ten jest wciąż silnie uzależniony od paliw kopalnych – około 75 proc. produkcji ciepła pochodzi z węgla, co stanowi wyzwanie w kontekście dekarbonizacji. Coraz większe znaczenie mają jednak rozwiązania oparte na OZE, Power-to-Heat oraz integracji z siecią elektroenergetyczną, które zwiększają elastyczność i umożliwiają redukcję emisji. W 2023 roku udział ciepła z odnawialnych źródeł energii w Polsce wyniósł 14,4 proc., z czego aż 97 proc. pochodziło z biomasy [4].

System ciepłowniczy jako źródło elastyczności dla OSD

Sieci ciepłownicze z urządzeniami Power-to-Heat – np. kotłami elektrodowymi i dużymi pompami ciepła – mogą działać jako duże, w pełni sterowalne odbiorniki energii, zdolne do elastycznego przesuwania poboru mocy w czasie. Kluczowym uzupełnieniem tej elastyczności są magazyny ciepła. Dzięki nim ciepło wytworzone w okresach nadmiaru energii można przechować i wykorzystać później, w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Dla operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) oznacza to istotne korzyści systemowe. Systemy ciepłownicze i magazyny ciepła stają się praktycznym zasobem elastyczności: zwiększają pobór energii w godzinach nadwyżek (np. przy dużej

generacji PV lub wiatru), ograniczają pobór w godzinach szczytowych oraz wyrównują profile obciążenia dzięki magazynom ciepła. Taki popyt sterowalny sprzyja bilansowaniu pracy systemu, obniża koszty bilansowania i zmniejsza potrzebę szybkich inwestycji sieciowych. Nowe koncepcje zakładają w pełni zdigitalizowane sieci ciepłownicze, gdzie inteligentne sterowanie źródłami P2H i TES wspiera stabilizację sieci i integrację OZE. Dokumenty branżowe podkreślają, że oprócz zysku na arbitrażu cenowym i redukcji emisji, tego typu rozwiązania mogą dostarczać również usługi systemowe (np. regulacyjne, bilansujące napięcie) oraz opóźniać konieczność rozbudowy sieci przesyłowej. Podsumowując – sektor ciepłownictwa staje się aktywnym uczestnikiem rynku elastyczności, wspierając OSD w zarządzaniu obciążeniem i odpornym funkcjonowaniu sieci.

Wskazują na to również modele i analizy: według opracowania IEA Heat Pumping [3], pompy ciepła w sieciach ciepłowniczych mogą w scenariuszach pokrywać 16–38 proc. produkcji ciepła na potrzeby sieci w Europie. Symulacje dla Danii pokazują natomiast, że elastyczne zużycie energii (w tym P2H i urządzenia PtX) może osiągnąć łączną moc ok. 10 GW do 2040 roku. Dodatkowo analiza wykonana na potrzeby UE szacuje, że teoretyczny potencjał rezerw automatycznych oferowanych przez ciepłownictwo wynosiłby nawet ok. 32 GW (około czterokrotność poziomu zakontraktowanego w 2019

roku) przy niezmiennych zdolnościach do 2050 roku [2].

Podstawa prawna i cel oceny w Polsce

W Polsce przełożeniem powyższych trendów na poziom regulacyjny jest nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 7 września 2023 r. Wprowadzony art. 10d zobowiązuje każdego operatora systemu dystrybucyjnego do sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych zlokalizowanych na obszarze jego działania. Zgodnie z ustawą, system ciepłowniczy lub chłodniczy obejmuje sieć oraz współpracujące z nią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła lub chłodu. Pod pojęciem sieci należy rozumieć należące do przedsiębiorstwa energetycznego instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii. W konsekwencji ocena dotyczy sieci należących do przedsiębiorstw energetycznych, natomiast podmioty wytwarzające lub dystrybuujące ciepło/chłód wyłącznie na własne potrzeby (bez prowadzenia działalności gospodarczej w tym zakresie) są z niej wyłączone. Ustawa nakłada również na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłem i dystrybucją lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu obowiązek przekazania OSD informacji niezbędnych do sporządzenia oceny potencjału.

Badania PTPiREE

W 2024 roku Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy Oddział Gdańsk przygotował dla PTPiREE pracę analityczną zawierającą ocenę potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych w obszarze działania poszczególnych OSD: Energa-Operator, Enea Operator, TAURON Dystrybucja, PGE Dystrybucja oraz STOEN Operator. Ocena została sporządzona zgodnie z wymogami ustawy – Prawo energetyczne, a dane pozyskano w drodze ankietyzacji. W pracach przygotowawczych (opiniowanie ankiet) uczestniczyli przedstawiciele sektora ciepłownictwa: Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej (PTEC) oraz Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (IGCP), a także Urząd Regulacji Energetyki (URE).

Przeprowadzona ankietyzacja systemów ciepłowniczych składała się z kwestionariusza dotyczącego części wytwórczej systemów ciepłowniczych

i chłodniczych, warunkującej większość z parametrów usług, oraz kwestionariusza dotyczącego części infrastruktury sieciowej systemów ciepłowniczych i chłodniczych, warunkującej ograniczenia świadczenia usług, wynikające z działalności podstawowej przedsiębiorstwa. Ankietyzacja obejmowała również plany modernizacyjno-inwestycyjne dla ww. obszarów, świadczące o zmianie potencjałów świadczenia usług w horyzoncie do 4 lat, dotyczące przede wszystkim zmian w technologii, w tym potencjału magazynowania ciepła oraz potencjału zwiększania zużycia energii elektrycznej w oparciu o urządzenia P2H.

Podczas przygotowywania oceny przyjęto założenie, że w Polsce praktyczne znaczenie regulacyjne będą miały wyłącznie sieciowe wodne systemy ciepłownicze. Systemy chłodnicze niemalże nie istnieją, a systemy parowe nie posiadają zdolności akumulacji ciepła, jeżeli nie są wyposażone w wysokotemperaturowe zasobniki ciepła. Ponadto potencjał świadczenia usług charakteryzuje się zmiennością dobową, sezonową oraz wieloletnią i zależy od zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Uzgodniono, że ocena potencjału będzie dokonana w czterech referencyjnych godzinach w roku: zimą w godzinach nocnych i dziennych oraz latem w godzinach nocnych i dziennych. Związane jest to z dobowo-sezonowymi profilami zapotrzebowania na ciepło sieciowe oraz energię elektryczną. Ze względu na jednostkowy oferowany potencjał regulacyjny założono także, że przedmiotem ankietyzacji będą systemy ciepłownicze i chłodnicze o łącznej mocy zamówionej przez odbiorców ciepła powyżej 5 MWt.

Zakres usług analizowanych na rzecz OSD

W pracy wytypowano usługi, które mogą być nabywane przez OSD; nie oceniano potencjału świadczenia usług będących przedmiotem zainteresowania operatora systemu przesyłowego (OSP).

1. Usługi regulacji napięcia z wykorzystaniem statycznych, dynamicznych lub energoelektronicznych źródeł mocy biernej.

Za miarę potencjału świadczenia usługi przyjęto zakres regulacji mocy biernej [MVar] w punkcie przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa ciepłowniczego, z uwzględnieniem dostępnych automatów i trybów regulacji. Usługa ta odnosi

się do zapisów „świadczenia usług systemowych” z zakresu, o którym mowa w art. 10d ustawy i jest dedykowana zwiększaniu zdolności przyłączania OZE poprzez niwelowanie niekorzystnych zjawisk w sieci elektroenergetycznej (związanych z wysoką generacją OZE, w tym prosumenckiej).

2. Zdolność zmiany poboru mocy czynnej (zwiększenia lub zmniejszenia), rozumiana jako zmiana w stosunku do referencyjnego profilu zużycia energii elektrycznej wynikającego z zapotrzebowania na ciepło sieciowe.

Ze względu na fakt, że usługa może być świadczona bez akumulacji ciepła, brak jest ograniczeń technicznych czasu świadczenia usługi. Miarą potencjału była możliwość wymuszonej zmiany obciążenia [MWe] (mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej) w każdej z czterech referencyjnych godzin w roku. Usługa odnosi się do „magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE” oraz „udostępniania instalacji zarządzania popytem” z zakresu, o którym mowa w art. 10d ustawy.

3. Zdolność zwiększenia generacji mocy czynnej, rozumiana jako zmiana profilu wytwarzania energii elektrycznej w stosunku do profilu referencyjnego, wynikającego z zapotrzebowania odbiorców na ciepło sieciowe.

Celem usługi jest poprawa korelacji pomiędzy szczytami zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. Świadczenie usługi wymaga zdolności do magazynowania ciepła w magazynach ciepła lub ewentualnie w zakładzie ciepłowniczym (znacznie mniejszy potencjał). Ograniczeniem technicznym jest pojemność i moc ładowania/rozładowania magazynu, które warunkują czas świadczenia usługi, oraz energia, której wygenerowanie może zostać przesunięte w czasie w trakcie trwania jednego cyklu akumulacji ciepła. Podobnie jak w usłudze zmiany zużycia, potencjał szacowano w każdej z czterech referencyjnych godzin w roku. Usługa odnosi się do udostępniania instalacji zarządzania popytem z zakresu, o którym mowa w art. 10d ustawy.

4. Potencjał zwiększenia zapotrzebowania na moc – analizowano go niezależnie z wykorzystaniem nowych technologii – urządzeń P2H (pompy ciepła i kotły elektrodowe) oraz magazynowania ciepła.

Wytwarzanie ciepła z ich wykorzystaniem, w rozumieniu art. 10d ustawy,

spełnia kryteria „absorpcji nadwyżek generacji OZE”. Należy jednak zauważyć, że w zakresie świadczenia usług na rzecz OSD, potencjał może być ograniczany przez udział przedsiębiorstw ciepłowniczych w rynku energii, tj. urządzenia P2H w sposób planowy harmonogramowany na rynku energii, które w ograniczonym zakresie będą w stanie zmienić pobór mocy na polecenie OSD i będzie się to mogło wiązać z kosztami na rynku bilansującym.

Wyniki oceny

Odpowiedzi na rozesłane ankiety pozwoliły na zidentyfikowanie prawie czterystu podmiotów ciepłowniczych, w których scharakteryzowano ponad trzysta systemów ciepłowniczych, rozumianych jako sieć ciepłownicza i źródło/źródła ciepła. W przeważającej większości systemów zidentyfikowano sieci ciepłownicze i przyłączone źródła wytwórcze, a w pozostałych brakowało informacji o sieci ciepłowniczej lub o jednostkach wytwórczych. Rozpatrując kompletność informacji zebranych w ramach badania ankietowego należy stwierdzić, że ogólny odsetek odpowiedzi na poruszone w ankietach zagadnienia był stosunkowo wysoki, jednak w kluczowych dla przedmiotu oceny kwestiach dotyczących możliwości elastycznej pracy sieci ciepłowniczych oraz przyłączonych do nich jednostek wytwórczych, był on znacząco niższy. Prawdopodobna przyczyna takiego stanu leży w braku powszechnej i dostatecznej praktyki oraz doświadczeń uczestniczących w badaniu przedsiębiorstw, w zakresie doboru parametrów pracy systemu ciepłowniczego, z uwzględnieniem kryteriów innych, niż wynikające z warunków pogodowych i zapotrzebowania na ciepło, np. warunków pracy systemu elektroenergetycznego.

Poniżej przedstawiono najważniejsze wnioski oceny potencjału świadczenia usług elastyczności:

- Potencjał wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną jest różnicowany dla poszczególnych OSD. Wynika on przede wszystkim z istniejących urządzeń P2H oraz deklarowanych do roku 2029 inwestycji w tym zakresie (kotły elektrodowe) oraz w znacznie mniejszej skali z potencjału magazynowania energii i wzrostu zapotrzebowania bez akumulacji

ciepła. Potencjał ten będzie wynosił ok. 900 MWe (głównie w oparciu o kotły elektrodowe i pompy ciepła);

- Potencjał zmiany (zwiększenia/zmniejszenia) generacji wynika z wykorzystania istniejących instalacji magazynowania energii cieplnej, planowanych inwestycji w rozwój zasobników ciepła i energii oraz deklarowanych możliwości zmian generacji związanych z wykorzystaniem akumulacji ciepła w sieci ciepłowniczej i do 2029 roku powinien wzrosnąć do ok 600 MWe;
- Potencjał świadczenia usługi regulacji napięcia wynika z wykorzystania statycznych, dynamicznych lub energoelektronicznych źródeł mocy biernej. W większości są to statyczne baterie kondensatorów oraz możliwości jednostek kogeneracyjnych. Łączny zakres regulacji mocy biernej pojemnościowej i indukcyjnej to odpowiednio 900 i 1150 MVar;
- Relatywnie niski odsetek odpowiedzi przedsiębiorstw ciepłowniczych w sekcjach ankiet związanych z wdrażaniem nowych technologii wynika z braku przeprowadzenia przez nie odpowiednich studiów wykonalności projektów inwestycyjnych.
- Na podstawie deklarowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze planów inwestycyjnych (sporządzone studia wykonalności inwestycji) można stwierdzić, że występują podobne zależności pomiędzy deklarowanymi parametrami technicznymi nowych urządzeń (np. pojemność magazynowania ciepła, moc zainstalowana urządzeń P2H) i charakterystykami technicznymi systemów ciepłowniczych (moce cieplne zainstalowane lub zamówione). W przyszłości mogłoby to pozwolić na estymację docelowych potencjałów elastyczności, uwzględniając wszystkie przedsiębiorstwa ciepłownicze, a nie tylko te, które deklarują realizację inwestycji.

Podsumowanie

Systemy ciepłownicze i chłodnicze są coraz częściej traktowane nie tylko jako sposób dostawy ciepła i chłodu, ale także jako element sprzęgania sektorów (power-heat) i potencjalne źródło elastyczności dla systemu elektroenergetycznego.

Z punktu widzenia OSD kluczowe znaczenie ma elektryfikacja ciepłownictwa (P2H: kotły elektrodowe i duże pompy

ciepła) oraz magazynowanie ciepła, które umożliwiają przesuwanie poboru energii elektrycznej w czasie bez pogorszenia bezpieczeństwa dostaw ciepła i mogą ograniczać lokalne przeciążenia.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne (art. 10d) wprowadziła obowiązek okresowej oceny potencjału elastyczności systemów ciepłowniczych i chłodniczych, co powinno wspierać praktyczną współpracę pomiędzy OSD i przedsiębiorstwami ciepłowniczymi w identyfikacji, planowaniu i rozwoju zasobów elastyczności.

Na podstawie zebranych deklaracji i planów inwestycyjnych oszacowano, że do 2029 roku potencjał elastyczności może wynosić:

- około 900 MWe – potencjał wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną (głównie dzięki P2H);
- około 600 MWe – potencjał zmiany generacji (z wykorzystaniem akumulacji ciepła);
- około 900 MVar pojemnościowej i 1150 MVar indukcyjnej – łączny zakres regulacji mocy biernej.

Należy podkreślić, że obecnie realnie dostępny potencjał elastyczności po stronie ciepłownictwa jest ograniczony – wynika to z wciąż niewielkiej skali P2H i magazynów ciepła. Jednocześnie w perspektywie kolejnych lat potencjał ten może istotnie wzrosnąć wraz z rozwojem dużych pomp ciepła, kotłów elektrycznych i magazynów ciepła, modernizacją sieci (w tym obniżaniem temperatur pracy) oraz cyfryzacją i automatyzacją sterowania. Warunkiem jest stabilne otoczenie regulacyjne i bodźce ekonomiczne, które uczynią aktywację elastyczności opłacalną dla przedsiębiorstw ciepłowniczych i użyteczną dla OSD.

Literatura

- [1] Euroheat & Power, DHC Market Outlook 2025 (dane za 2023), 2025.
- [2] A. Boldrini, J.P. Jiménez Navarro, W.H.J. Crijns-Graus, M.A. van den Broek, The role of district heating systems to provide balancing services in the European Union, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 154 (2022).
- [3] IEA Heat Pumping Technologies Annex 57, Flexibility by implementation of heat pumps in multi-vector energy systems and thermal networks, Task 1 summary report, December 2023.
- [4] Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego, Raport PTEZ 2025

Strefa Czystego Transportu w Krakowie 2026

Od 1 stycznia 2026 roku Kraków stał się drugim miastem w Polsce (po Warszawie), które wprowadziło Strefę Czystego Transportu. Nowe przepisy mają na celu drastyczne ograniczenie emisji szkodliwych tlenków azotu i pyłów, co bezpośrednio przekłada się na zdrowie mieszkańców.

Poniżej przedstawione są kluczowe informacje o tym, kto może wjechać do strefy, jakie są opłaty i kogo dotyczą zwolnienia.

Zasięg Strefy

SCT obejmuje około 60 proc. powierzchni Krakowa. Granice strefy wyznacza w przybliżeniu IV obwodnica miasta (autostrada A4 oraz drogi ekspresowe S7 i S52). Same drogi obwodowe pozostają wyłączone z przepisów, co umożliwia tranzyt wokół miasta bez konieczności spełniania norm.

Wjazd do strefy jest oznaczony znakami drogowymi D-54 (zielony samochód na białym tle).

Minimalne wymagania dla pojazdów

Jeśli samochód jest zarejestrowany w Polsce i spełnia poniższe normy, system automatycznie zweryfikuje pojazd na podstawie bazy CEPiK.

Rodzaj paliwa	Norma Euro	Przybliżony rok produkcji
Benzyna / LPG	Euro 4	od 2005 r.
Diesel (ON)	Euro 6	od 2014 r.

Pojazdy zarejestrowane za granicą, nawet jeśli spełniają normy, muszą zostać zgłoszone do systemu na stronie sct.krakow.pl.

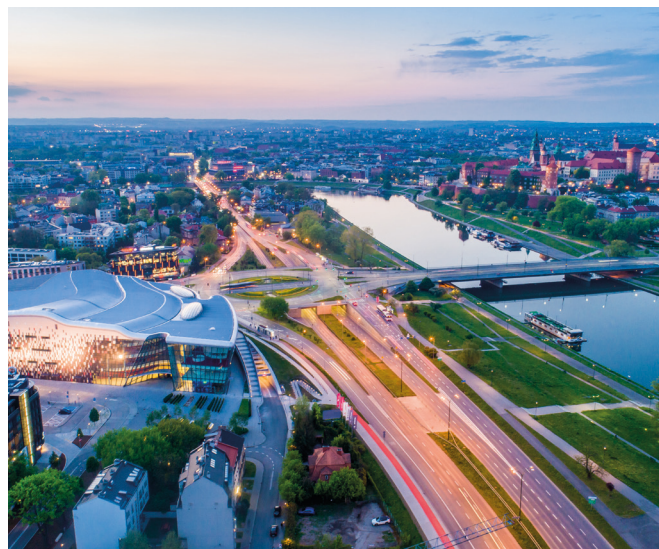
Okres przejściowy i opłaty (2026–2028)

Dla kierowców, których auta nie spełniają powyższych norm, wprowadzono 3-letni system opłat przejściowych. Pozwala on na wjazd do miasta „starszym” autem po uiszczeniu odpowiedniej kwoty:

- Opłata godzinowa: 2,50 zł za każdą rozpoczętą godzinę.
- Opłata dzienna (w 2026 r.): Wykupienie dwóch godzin (5 zł) uprawnia do poruszania się po strefie do końca dnia.
- Abonament miesięczny: 100 zł (w 2026 r.). W kolejnych latach cena ta wzrośnie do 250 zł (2027) i 500 zł (2028).

Od 1 stycznia 2029 roku wjazd pojazdami niespełniającymi norm będzie całkowicie zakazany (bez możliwości opłaty).

Kto jest zwolniony z przepisów?



Zdjęcie Adobe Stock, Andrzej

Strefa Czystego Transportu obejmuje około 60 proc. powierzchni Krakowa

Przepisy przewidują szeroki wachlarz wyjątków, z których najważniejszym jest tzw. klauzula dla mieszkańców.

Mieszkańcy Krakowa mogą wjeżdżać swoimi obecnymi samochodami (nawet starymi) bezterminowo, pod warunkiem, że: są zameldowani w Krakowie (na pobyt stały lub czasowy), rozliczają podatek dochodowy (PIT) w krakowskim urzędzie skarbowym, pojazd został zakupiony przed 26 czerwca 2025 roku.

Inne wyjątki to: seniorzy: osoby powyżej 70. roku życia (prowadzące własny pojazd), osoby z niepełnosprawnościami (posiadające europejskiej karty parkingowej, pojazdy zabytkowe (zarejestrowane na „żółtych tablicach”), pojazdy specjalne (np. kampery, food trucki, karawany – wymagają zgłoszenia w systemie), sytuacje ratunkowe: dojazd do SOR w stanie zagrożenia życia nie wymaga żadnych formalności.

Kontrole i kary

Nadzór nad strefą sprawuje Straż Miejska oraz Policja. Kraków wykorzystuje system ok. 200 kamer, które skanują tablice rejestracyjne i automatycznie sprawdzają uprawnienia w bazie danych.

Za wjazd do SCT pojazdem nieuprawnionym grozi mandat w wysokości 500 zł (zgodnie z art. 96c Kodeksu wykroczeń). Najprostszym sposobem na sprawdzenie swojego auta jest wejście na oficjalną stronę sct.krakow.pl lub skorzystanie z aplikacji mKraków, gdzie po podaniu numeru rejestracyjnego system od razu wskaże status pojazdu.

Kasper Teszner, Biuro PTPiREE

LTE długoterminowa ewolucja sieci mobilnych

Prace nad standardem LTE rozpoczęły się w 2004 roku w ramach organizacji 3GPP (3rd Generation Partnership Project). O organizacji 3GPP wspomniano w poprzednich artykułach. Inicjatywa ta narodziła się z potrzeby stworzenia technologii, która mogłaby sprostać wykładniczo rosnącemu zapotrzebowaniu na przepustowość w sieciach mobilnych. Już w tamtym czasie zauważono, że sieci 3G, oparte głównie na UMTS i CDMA2000, mimo że są przełomem technologicznym, to zaczynały wykazywać ograniczenia w kontekście obsługi zaawansowanych usług multimedialnych, transmisji danych i rosnących potrzeb użytkowników.

Pierwsza specyfikacja LTE została opublikowana w grudniu 2008 roku jako część Release 8 standardów 3GPP. Z kolei specyfikacje bardziej zaawansowanego rozwiązania LTE-Advanced ukazały się w marcu 2011 roku w ramach Release 10, natomiast LTE-Advanced Pro w marcu 2016 roku w Release 13.

Skrót LTE oznacza Long Term Evolution, czyli „długotrwałą ewolucję”. Warto dodać, że w czasie prac nad standardem w branży żartobliwie rozwijano ten akronim jako Long Time Employment („długotrwałe zatrudnienie”). Nawiązywało to do wysokiego poziomu technicznej złożoności rozwiązania oraz do faktu, że LTE było dojrzałą technologicznie implementacją łączności szerokopasmowej – pozbawioną wielu „chorób wieku dziecięcego” i wzbogaconą o doświadczenia wyniesione z wcześniejszych systemów 3G/UMTS, będących prekursorami mobilnego Internetu szerokopasmowego. Już wtedy spodziewano się, że LTE będzie wykorzystywane ponad dekadę.

Oczywiście LTE często określa się mianem technologii 4G, choć – ujmując to bardziej precyzyjnie – jego pierwsze

wersje stanowiły raczej pomost między trzecią a czwartą generacją sieci komórkowych. Zostawmy jednak marketing na boku.

Historycznie rozwój LTE rozpoczął się od prac nad wymaganiami dla nowego interfejsu radiowego. W tym celu powołano projekt „Evolved UTRA (E-UTRA)”, gdzie skrót UTRA oznacza Universal Terrestrial Radio Access i odnosi się do interfejsu radiowego wykonywanego w UMTS/3G.

(Warto nie mylić E-UTRA z E-UTRAN, które oznacza całą sieć dostępową LTE, czyli m.in. stacje bazowe eNodeB oraz warstwę RAN – Radio Access Network).

Rodzina standardów radiowych LTE, która miała na dłuższą metę rozwiązać dwa problemy 3G: rosnący apetyt na dane oraz zbyt dużą złożoność i opóźnienia, odziedziczone po epoce dominacji usług głosowych. Z punktu widzenia użytkownika LTE oznacza po prostu szybszy Internet mobilny, z punktu widzenia architektury – to przejście na sieć w pełni pakietową (all-IP), z uproszczonym dostępem radiowym (radio access) i rdzeniem sieci (core) zaprojektowanym i zoptymalizowanym pod transmisję danych.

Innowacje względem 3G/UMTS:

1. Technika OFDMA i SC-FDMA

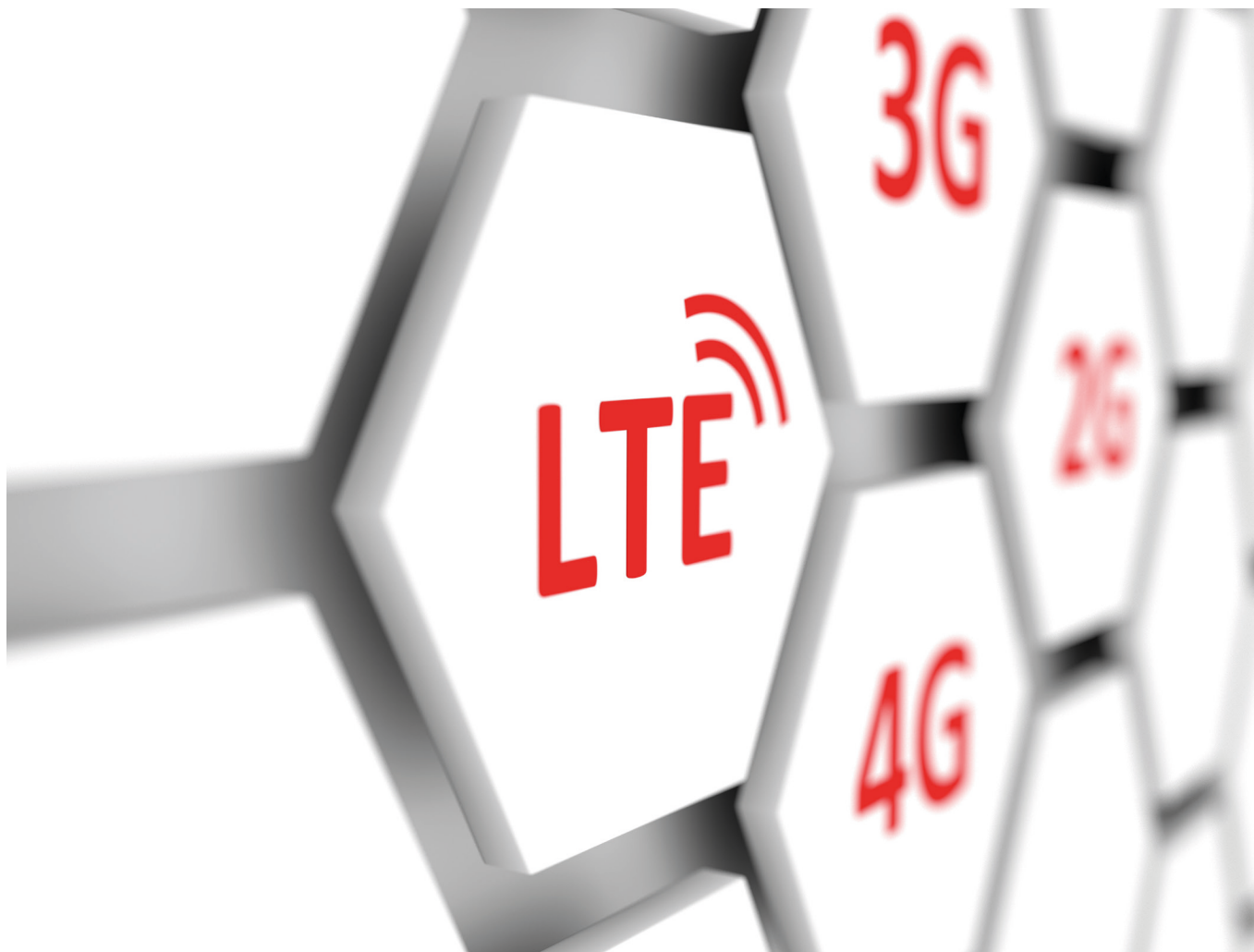
Fundamentalną zmianą wprowadzoną przez LTE było zastąpienie techniki WCDMA, stosowanej w UMTS, przez OFDMA (Orthogonal Frequency Division Multiple Access) w łączy w dół (downlink) oraz SC-FDMA (Single Carrier Frequency Division Multiple Access) w łączy w górę (uplink). OFDMA dzieli dostępne pasmo na wiele wąskich, ortogonalnych podnośnych, co znacząco

poprawia efektywność widmową oraz odporność na zakłócenia międzysymbolowe. Zakłócenia międzysymbolowe oraz tzw. „oddychanie komórki” (cell breathing) były istotnym problemem w sieciach UMTS/3G – wraz ze wzrostem liczby aktywnych użytkowników rósł poziom interferencji, przez co efektywny zasięg komórki mógł się zmniejszać, a użytkownicy na jej granicy musieli nadawać z większą mocą lub byli przełączani do sąsiednich komórek. W praktyce oznaczało to intensywniejszą pracę terminali użytkownika (UE – User Equipment), większe zużycie energii z baterii, a mimo to także możliwa była utrata zasięgu w szczególnie zatłoczonych miejscach, takich jak galerie handlowe, stadiony czy biura.

Właśnie dlatego w LTE dla transmisji uplink zastosowano SC-FDMA, które wybrano ze względu na niższy PARP (Peak-to-Average Power Ratio) stosunek mocy szczytowej do średniej sygnału. W telegraficznym skrócie parametr PARP opisuje jak duże są chwilowe „piki” mocy sygnału w porównaniu z jego wartością średnią. Im wyższy PARP, tym trudniej efektywnieysterować wzmacniacz mocy w nadajniku, ponieważ musi pracować z większym „zapasem” liniowości wzmacniacza (dalej od obszaru nasycenia), co obniża sprawność i zwiększa zużycie energii – szczególnie istotne w urządzeniach mobilnych zasilanych baterią.

2. Ulepszone mechanizmy wyboru schematu kodowania

W LTE istotnym usprawnieniem względem 3G było zastosowanie bardziej elastycznego i wydajnego mechanizmu doboru modulacji i kodowania (AMC – Adaptive Modulation and Coding), który w sposób dynamiczny dostosowuje



LTE stanowi przełom w historii telekomunikacji mobilnej

parametry transmisji do aktualnych warunków radiowych. Podobnie jak w systemach 3G, wykorzystywane są modulacje QPSK, 16-QAM oraz 64-QAM, jednak w LTE ich użycie jest ściślej powiązane z harmonogramowaniem zasobów w domenie czasu i częstotliwości oraz z bieżącą oceną jakości kanału. W rezultacie LTE może znacznie sprawniej przełączać się pomiędzy trybem „odpornym” (niższe modulacje przy słabym sygnale), a trybem „wysokiej przepływności” (wyższe modulacje przy dobrych warunkach), co bezpośrednio przekłada się na lepsze wykorzystanie dostępnego pasma. W późniejszych rozszerzeniach standardu, określanych często jako LTE-Advanced Pro („4.5G”), wprowadzono także 256-QAM, umożliwiające przesyłanie większej liczby bitów w jednym symbolu, co dodatkowo zwiększa maksymalne prędkości transmisji głównie w pobliżu stacji bazowej oraz w środowiskach o wysokiej jakości sygnału.

3. Technologia MIMO

LTE wprowadza zaawansowane techniki wieloantenowe MIMO (Multiple Input Multiple Output), które polegają na jednoczesnym wykorzystaniu wielu anten nadawczych i odbiorczych. W praktyce pozwala to lepiej wykorzystać propagację wielodrogową (odbicia sygnału od przeszkód), która w starszych systemach była traktowana głównie jako źródło zakłóceń. Dzięki MIMO sieć może zwiększać przepustowość oraz jakość transmisji bez konieczności poszerzania pasma częstotliwości.

Najczęściej wykorzystywane w LTE konfiguracje to 2x2 MIMO oraz 4x4 MIMO, gdzie pierwsza liczba oznacza liczbę anten po stronie stacji bazowej (eNodeB), a druga po stronie terminala (UE). W sprzyjających warunkach radiowych MIMO umożliwia transmisję wielu niezależnych strumieni danych równocześnie (spatial multiplexing), co prowadzi do wzrostu szczytowej przepływności.

Gdy warunki radiowe są gorsze (np. duża odległość od stacji bazowej lub silne zakłócenia), MIMO może działać w trybie poprawy niezawodności transmisji (spatial diversity), zwiększając odporność na zaniki sygnału i redukując liczbę retransmisji, co pozytywnie wpływa na stabilność połączenia.

W kolejnych ewolucjach standardu rozwinięto bardziej zaawansowane rozwiązania, takie jak MU-MIMO (Multi-User MIMO), które umożliwia jednocześnie obsługę wielu użytkowników w tym samym zasobie czasowo-częstotliwościowym, dzięki separacji przestrzennej sygnałów. W uproszczeniu wynika to z faktu, że terminale znajdujące się w różnych lokalizacjach są „widoczne” z perspektywy anten stacji bazowej pod innymi kątami, co pozwala kierować do nich równoległe wiązki. Dzięki temu rośnie pojemność komórki i poprawia się efektywność wykorzystania zasobów radiowych, szczególnie w obszarach o dużym zagęszczeniu użytkowników.

Architektura pakietowa

LTE zostało zaprojektowane jako sieć całkowicie oparta na protokole IP. Oznacza to, że wszystkie usługi, włącznie z głosem (realizowanym poprzez VoLTE – Voice over LTE), są transmitowane jako pakiety danych. Ta fundamentalna zmiana uprościła architekturę sieci i umożliwiła bardziej efektywne wykorzystanie zasobów.

Architektura LTE składa się z dwóch głównych komponentów: sieci dostępowej E-UTRAN (Evolved Universal Terrestrial Radio Access Network) oraz sieci rdzeniowej EPC (Evolved Packet Core). Ta dwupoziomowa struktura zastąpiła bardziej złożoną architekturę UMTS.

Sieć dostępowa E-UTRAN składa się ze stacji bazowych nazywanych eNodeB (evolved NodeB). W przeciwieństwie do architektury UMTS, gdzie NodeB były stosunkowo prostymi elementami kontrolowanymi przez RNC (Radio Network Controller), eNodeB przejmują większość funkcji inteligentnych z sieci rdzeniowej Core. Stacje eNodeB są połączone między sobą interfejsem umożliwiającym szybkie przekazywanie połączeń (handover).

Sieć rdzeniowa EPC składa się z kilku kluczowych elementów. MME (Mobility Management Entity) odpowiada za sygnalizację i kontrolę, w tym uwierzytelnianie użytkowników, zarządzanie mobilnością i sesją. S-GW (Serving Gateway) pełni funkcję lokalnego węzła przekierowania ruchu użytkownika. P-GW (PDN Gateway) zapewnia połączenie z zewnętrznymi sieciami pakietowymi, takimi jak Internet i przydziela adresy IP, HSS (Home Subscriber Server) przechowuje dane abonentów, stanowiąc rozwinięcie HLR z sieci 2G/3G.

Przepustowość i opóźnienia

LTE oferuje znacząco wyższe prędkości transmisji w porównaniu do sieci 3G/UMTS, co wynika zarówno z zastosowania wydajniejszych technik dostępu radiowego (OFDMA/SC-FDMA), jak i bardziej elastycznego planowania zasobów w czasie i częstotliwości. W warunkach teoretycznych maksymalna przepustowość w łączu w dół może sięgać do 300 Mb/s (przy szerokości kanału 20 MHz oraz wieloantenowej konfiguracji MIMO 4x4), podczas gdy HSPA+ w UMTS osiągało maksymalnie 42 Mb/s.

Co ważne, LTE dużo skuteczniej skaluje się wraz ze wzrostem obciążenia komórką oraz pozwala bardziej efektywnie współdzielić zasoby radiowe pomiędzy użytkowników, co w praktyce przekłada się na lepsze doświadczenie w zatłoczonych lokalizacjach.

Równie istotną zmianą jest redukcja opóźnień (latencji). W LTE typowa latencja wynosi około 10–20 ms, podczas gdy w sieciach 3G często było to 50–100 ms. Wynika to m.in. z krótszych interwałów transmisyjnych, szybszego harmonogramowania pakietów oraz bardziej „spłaszczonych” architektury sieci (mniej etapów pośrednich w torze przesyłu danych). Niższe opóźnienia mają kluczowe znaczenie dla aplikacji czasu rzeczywistego, takich jak wideorozmowy, gry online, usługi interaktywne, zdalna praca czy sterowanie urządzeniami, ponieważ poprawiają tzw. responsywność i zmniejszają odczuwalne „lagi”.

Nazewnictwo i klasyfikacja

Kwestia nazewnictwa LTE bywa źródłem nieporozumień. Pierwsze wersje LTE (Release 8 i 9) nie spełniały pierwotnych wymogów ITU dla technologii 4G (IMT-Advanced), które zakładały przepustowość rzędu 100 Mb/s dla użytkowników mobilnych oraz nawet 1 Gb/s w scenariuszach o niskiej mobilności. Z tego względu LTE bywa określane jako 3.9G lub Pre-4G. Mimo tego, w praktyce rynkowej (i marketingowej) nazwa 4G bardzo szybko zaczęła funkcjonować jako synonim LTE, ponieważ oferowało ono wyraźny skok jakościowy w porównaniu do HSPA+ w UMTS/3G.

Dopiero LTE-Advanced, wprowadzone w Release 10, było formalnym krokiem w stronę „pełnoprawnego” 4G, ponieważ zawierało mechanizmy pozwalające znacząco zwiększyć przepustowość i pojemność sieci. Jednym z kluczowych usprawnień LTE-Advanced była agregacja nośnych (CA – Carrier Aggregation), którą operatorzy często komunikują jako 4G+ lub LTE+.

Carrier Aggregation to połączenie kilku kanałów radiowych (tzw. component carriers) w jeden „wirtualny” kanał o większej przepustowości. CA pozwala na „sumowanie zasobów z kilku różnych pasm równocześnie, co pozwala przede wszystkim na zwiększenie przepływności pobierania danych (downlink), a w niektórych przypadkach także uplink.

Podsumowanie

LTE stanowi przełom w historii telekomunikacji mobilnej. Technologia ta nie tylko zapewniła użytkownikom nieporównywalnie szybszy dostęp do internetu, ale również stworzyła podwaliny pod współczesny ekosystem usług mobilnych. LTE idealnie wpisało się w okres dynamicznego zwiększania dostępnej mocy obliczeniowej, co pozwoliło na rozwój smartfonów i aplikacji mobilnych (ekosystem Android, iOS, itd).

Na rozwój LTE istotny wpływ miało uwolnienie pasma radiowego UHF po telewizji analogowej, możliwe dzięki przejściu na telewizję cyfrową (DVB-T). Telewizja cyfrowa wykorzystuje widmo radiowe efektywniej, co pozwoliło przeznaczyć część zwolnionych zasobów częstotliwości na potrzeby łączności mobilnej. W Europie określano to jako cyfrową dywidendę „digital dividend”. Wyróżnia się dwa etapy tego procesu:

- DD1 (Digital Divident 1) to pasmo 800 MHz (790-862MHz)
- DD2 (Digital Divident 2) to pasmo 700 MHz (694-790 MHz)

To „niskie” pasmo (w porównaniu np. do 2600 MHz) pozwoliło na budowę większych komórek zasięgowych, zapewniając lepszą penetrację sygnału wewnątrz budynków oraz – co szczególnie ważne – pozwalając na tańsze pokrycie zasięgiem terenów wiejskich i tras komunikacyjnych. Podsumowując 700 MHz i 800 MHz odpowiadają za zasięgi LTE, a pasma 1800MHz, 2100 MHz i 2600 MHz zapewniają głównie pojemność sieci w obszarach zurbanizowanych.

Na koniec warto dodać branżową refleksję, że w praktyce przyjęło się postrzegać systemy łączności o nieparzystych numerach generacji jako technologie bardziej „przełomowe” i pokazujące potencjał nowych rozwiązań i wywołujące efekt wow (np. 3G czy 5G), natomiast generacje o parzystych numerach częściej stają się dojrzałymi, dopracowanymi standardami szeroko wdrożonymi w praktyce (2G i 4G). Oczywiście jest to pewne uproszczenie, ale dobrze oddaje obserwację, że to właśnie „parzyste” generacje na rynku istnieją dłużej niż poprzedzający ich prekursorzy.

Krystian Górski

Innowacje

Mechaniczne krety



Czterdzieści lat temu czytelnicy komiksów z Tytusem, Romkiem i A'Tomkiem mogli wspólnie odbyć podróż w głąb Ziemi pojazdem, który bohaterowie komiksu nazywali wkrętaczem. Podróżnicy Juliusza Verne'a wybrali się w podobną wyprawę bez specjalnego pojazdu, wykorzystując w tym celu naturalne otwory geologiczne. Współczesne tunele są tworzone dzięki pracy niesamowitych maszyn, skonstruowanych przez zdolnych inżynierów.

Pierwszy tunel podwodny zbudowali Babilończycy ponad 4 tys. lat temu. Pozwalał on nad przechodzenie pieszo pod korytem rzeki Eufrat. Został wykonany poprzez tymczasową zmianę biegu rzeki, wykonanie wykopu w jej dnie i zbudowanie ceglanej obudowy z zaprawą asfaltową, przykrytej i uszczelnionej łem. Tymczasem na początku XXI wieku sama Japonia posiadała aż 240 tuneli kolejowych dłuższych niż dwa kilometry, o łącznej długości przekraczającej 1100 km, w tym najdłuższy podmorski tunel świata – Seikan (53,85 km). Europejski tunel pod Kanałem La Manche sprawił, że wcześniejsza nawet kilkugodzinna przeprawa promowa została skrócona do zaledwie 35 minut.

Poza klasycznym przeznaczeniem tuneli do celów transportowych, ich zastosowania rozszerzono na wiele innych dziedzin życia człowieka, jak na przykład: cele obronne, zaopatrzenie w wodę miast, odprowadzanie ścieków, podziemna uprawa roślin, laboratoria badawcze z zakresu fizyki jądrowej, magazyny, parkingi, itp.

Największa na świecie koparka tunelowa waży dziesięć tysięcy ton i składa z 30 tysięcy części. Jej masa jest porównywalna z wagą wieży Eiffela. Maszyna jest zasilana napięciem prądowym 15 kV i pobiera kilkanaście megawatów mocy. Została

wykonana w Chinach przez China Railway Construction Heavy Industry Corporation (CRCHI). Chińscy inżynierowie doszli w pewnym momencie do wniosku, że lepiej skonstruować takie monstrum samodzielnie niż korzystać z drogich ofert zagranicznych. Pierwotnie, aż do roku 2008, korzystali z technologii firmy Liebherr, której sprzęt był w stanie tworzyć tunele o średnicy do 8 metrów. W kolejnych iteracjach uczyli się budować coraz większe maszyny, aż wreszcie stanęli na najwyższym podium, uzyskując średnicę okrągłego odwiertu ponad 15 metrów.

Maszyny określane skrótem TBM (ang. tunnel boring machine, pol. tunelownica) są krytycznymi komponentami podziemnych maszyn budowlanych, umożliwiającymi inżynierom drążenie tuneli w różnych rodzajach terenu. Tego rodzaju sprzęt jest połączeniem zastosowania zaawansowanych technologii z zakresu elektroniki, informatyki, a nawet sztucznej inteligencji. Wraz ze wzrostem średnicy głowicy urabiającej rośnie jej masa, a wraz z nią naprężenia łożysk oraz wymagania dotyczące wytrzymałości ostrzy, noży oraz dysków tnących.

Najbardziej wrażliwą częścią ogromnej maszyny jest jednak główne łożysko, którego grubość robocza nie przekracza 1 cm, a średnica wynosi nawet kilka metrów. Zróżnicowany grunt i zmienność przesuwu maszyny powodują, że temperatura łożyska ulega częstym zmianom. Jego powierzchnia musi być więc odpowiednio zahartowana. Co ciekawe, wykorzystano w tym celu pomysły sprzed 25 wieków. Stosowaną technologię pozyskano bowiem w czasach króla Yue, kiedy najlepsi chińscy kowale pokrywali brąz gliną podczas utwardzania, dzięki czemu

uzyskiwali ostrzejszą i wytrzymalszą powierzchnię tnącą. Dzięki glinie temperatura ostrza miecza, podczas gwałtownego schładzania w ziemnej wodzie, zmieniała się równomiernie na całej jego długości. Gotowy miecz w fachowych rękach mógł przeciąć nawet 20 arkuszy papieru. Współcześni inżynierowie zaadaptowali to rozwiązanie podczas utwardzania powierzchni łożysk stosowanych do różnych celów.

Ogromnej średnicy tunele o przekroju kołowym są jednak stosowane coraz rzadziej. W zamian stosuje się maszyny drążące jednocześnie 2-3 współosiowe lub niewspółosiowe tunele wielokołowe. Pozwala to zwiększyć powierzchnię użyteczną odwiertu, komplikując jednak technologię wiertniczą. Dostępnych rozwiązań jest coraz więcej i ciągle pojawiają się kolejne, np. poszerzacze tunelu oraz tarcze wielonożowe o kształcie drążenia owalnym, podkowiastym bądź kwadratowym. Podobna dynamika rozwoju następuje w zakresie rodzajów wypełnień powstałych tuneli (tzw. tubingów).

Zastosowanie niekonwencjonalnych urządzeń tunelujących niesie za sobą wiele korzyści. Stosując tarcze niekołowe można wbudować tunele o przekroju efektywniejszym niż okrągły. Przyspiesza to, upraszcza i potania zarówno nowe inwestycje, jak też modernizacje już istniejących tuneli. W Europie urządzenia te są mało rozpowszechnione, przede wszystkim ze względu na brak powtarzalności realizowanych projektów. Doskonale sprawdzają się za to w Japonii i w Chinach, które bardzo intensywnie rozwijają swoją infrastrukturę transportową i techniczną, często bazując na znormalizowanych rozwiązaniach.

Krzysztof Hajdrowski

● 8-9 kwietnia 2026 roku,
Łódź

IV Konferencja
„Elektroenergetyczna
automatyka zabezpieczeniowa”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/eaz/>

● 6-7 maja 2026 roku,
Warszawa

XII Konferencja
„Przylączenie i współpraca
OZE z systemem
elektroenergetycznym”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/oze/>

● 19-20 maja 2026 roku,
Nałęczów

II Konferencja
„Systemy łączności
w energetyce”

» Org.: IEPiOE, PTEC, PTPIREE,
TGPE, TOE
Inf.: Sebastian Brzozowski
tel. 61 846-02-31
brzozowski@ptpiree.pl
<https://nre.pl/>

● 21-22 maja 2026 roku,
Dźwirzyno

XI Konferencja
„Pomiary i Diagnostyka w
Sieciach Elektroenergetycznych”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/pomiary/>

● 27-29 maja 2026 roku,
Dźwirzyno

XXVII Konferencja
„Spotkanie techniczne
przedstawicieli transportu”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Kasper Teszner
tel. 61 846-02-10
teszner.k@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/transport/>

● 16-17 czerwca 2026
roku, Kołobrzeg

XV Konferencja
„Prace Pod Napięciem w sieciach
nn, SN i WN w Polsce i na świecie”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/konferencjappn/>

● 18-19 czerwca 2026 roku,
Kołobrzeg

III Konferencja
„Ochrona przed porażeniem
i przed przepięciami w sieciach
elektroenergetycznych”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/ochrona/>

● 20-22 października
2026 roku, Wisła

VII Konferencja
„Linie i stacje
elektroenergetyczne LiS'26”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/stacje/>

● 24-26 listopada 2026
roku, Wisła

XXV Konferencja
„Systemy Informatyczne w
Energetyce SiwE'26”

» Org.: PTPIREE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
<https://ptpiree.pl/siwe/>

Szczegółowe informacje o wydarzeniach organizowanych przez PTPIREE publikowane są na stronie:
<http://ptpiree.pl> w zakładce „Wydarzenia”.

Dział Szkoleń:

Sebastian Brzozowski, tel. 61 846-02-31, brzozowski@ptpiree.pl

Biuro PTPIREE:

ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. 61 846-02-00, fax 61 846-02-09
ptpiree@ptpiree.pl



PTPiREE

XI KONFERENCJA

POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

21-22 MAJA 2026 R. / DŹWIRZYNO

Organizator

Patronat Medialny



PTPiREE

ENERGIA
Elektryczna

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- Wymogi Bezpieczeństwa dla LZO
- Doświadczenia z bieżących wdrożeń LZO w Polsce i Europie
- Wykorzystanie danych pochodzących z LZO oraz liczników bilansujących w praktyce
- Wykorzystanie AI w Pomiarach
- Cyfrowy bliźniak
- Dedykowane aplikacje i rozwiązania wspierające służby operatorskie w zakresie układów pomiarowych
- Aspekty prawne i regulacyjne, w tym obowiązujące regulacje oraz projekty dotyczące opomiarowania
- Monitoring jakości energii elektrycznej
- Kompatybilność elektromagnetyczna urządzeń odbiorczych w kontekście komunikacji PLC w systemach klasy AMI
- Laboratoria AMI – przegląd interesujących badań i projektów
- Nowe technologie komunikacji dla odczytu liczników energii elektrycznej

Szczegółowe informacje: <https://ptpiree.pl/pomiary>

Kontakt: Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09
<https://ptpiree.pl>, ptpiree@ptpiree.pl



PTPiREE