KLIENT DYSTRYBUCJA PRZESYŁ

ENERGIA Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy
10/2026

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje | Technika i technologie | Wydarzenia w branży



ICR

JEDNOSTKA CERTYFIKUJĄCA

AKREDYTOWANA CERTYFIKACJA

CERTYFIKACJA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH NC RfG

Ocena i potwierdzenie zgodności zgodnie z **Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 (NC RfG)**.

MODUŁY WYTWARZANIA ENERGII: TYP A • B • C • D

ICR Polska Sp. z o.o.
www.icrpolska.com

tel. **22 115 70 62**
icrpolska@icrqa.com
icrpolska@icrpolska.com

PCA Polskie Centrum Akredytacji
CERTYFIKACJA WYROBÓW
AC 197



Zdjęcie: Katarzyna Piwecka

Szanowni Państwo

Transformacja energetyczna stawia przed operatorami sieci dystrybucyjnych zadania, których realizacja wymaga nie tylko rozbudowy infrastruktury, lecz także poszukiwania nowych sposobów zarządzania jej możliwościami. Rosnący udział odnawialnych źródeł energii, rozwój generacji rozproszonej oraz wymogi wielu obszarów gospodarki sprawiają, że coraz większego znaczenia nabiera efektywne wykorzystanie istniejących zasobów sieciowych. Odpowiedzią na część tych wyzwań mogą być usługi elastyczności, którym poświęcamy Temat miesiąca październikowego wydania „Energii Elektrycznej".

W opracowaniu „Usługi elastyczności w praktyce operatorów sieci dystrybucyjnych – europejskie doświadczenia i kierunki rozwoju w Polsce" przedstawiamy praktyczne rozwiązania stosowane przez operatorów w Wielkiej Brytanii, Holandii, Francji, Portugalii i Szwecji. Analizujemy zarówno mechanizmy pozyskiwania usług elastyczności, jak i ich techniczną oraz ekonomiczną efektywność. Szczególnie interesujące są pierwsze doświadczenia polskich operatorów oraz perspektywy rozwoju krajowego rynku tych usług. Wnioski płynące z europejskich praktyk wskazują, że elastyczność nie zastąpi inwestycji infrastrukturalnych, może jednak stanowić ich wartościowe uzupełnienie, pozwalając na bardziej racjonalne gospodarowanie możliwościami sieci. Zagadnienie to będzie szeroko omawiane na konferencji PTPiREE „Usługi elastyczności – od koncepcji do praktyki", na którą już Państwa serdecznie zapraszamy.

Istotnym elementem numeru jest również Raport z działań legislacyjnych PTPiREE, przybliżający aktualne zmiany regulacyjne i aktywność Towarzystwa w procesie opiniowania projektowanych przepisów. Szczególną uwagę poświęcamy zagadnieniom taryfowym, funkcjonowaniu Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii oraz rozwiązaniom dotyczącym usług elastyczności. Uzupełnieniem tej problematyki jest dział Paragraf w sieci, a także Informacje ze spółek energetycznych, prezentujące przedsięwzięcia i inicjatywy podejmowane przez operatorów.

W dziale Technika i technologie przyglądamy się możliwościom zastosowania sztucznej inteligencji w automatycznej klasyfikacji defektów izolacji. Rozwój zaawansowanych metod analizy danych pomiarowych otwiera nowe perspektywy diagnostyki urządzeń elektroenergetycznych, wspierając identyfikację zagrożeń i ocenę stanu technicznego infrastruktury. To kolejny przykład wykorzystania nowoczesnych technologii w działaniach służących poprawie niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci.

Warto również zwrócić uwagę na relację z VII Konferencji PTPiREE „Linie i stacje elektroenergetyczne", która odbyła się w Wiśle i zgromadziła rekordową liczbę 440 uczestników oraz 32 wystawców. Spotkanie stało się przestrzenią wymiany doświadczeń dotyczących modernizacji infrastruktury, nowych technologii kablowych, diagnostyki, automatyzacji oraz standaryzacji rozwiązań technicznych. Tak duże zainteresowanie potwierdza znaczenie współpracy środowiska elektroenergetycznego w poszukiwaniu odpowiedzi na wyzwania stojące przed branżą.

Październikowe wydanie uzupełniają prezentacja elektrycznego Polestara 5 w dziale „Elektromobilność" oraz felieton „Hologramy jak żywe", przybliżający fascynujące możliwości interakcji człowieka z obrazami trójwymiarowymi.

Życzymy Państwu interesującej lektury, inspirującej do refleksji nad kierunkami rozwoju nowoczesnej elektroenergetyki.

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 października 2026 r.

Spis treści

TEMAT MIESIĄCA

4 Usługi elastyczności w praktyce operatorów sieci dystrybucyjnych – europejskie doświadczenia i kierunki rozwoju w Polsce

12 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

17 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

20 PARAGRAF W SIECI

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

22 Zastosowanie AI w automatycznej klasyfikacji defektów izolacji

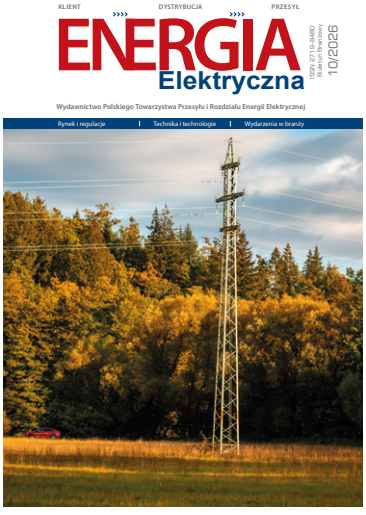
ELEKTROMOBILNOŚĆ

25 Polestar 5

WYDARZENIA

26 Konferencja PTPiREE „Linie i stacje elektroenergetyczne"

30 FELIETON



Zdjęcie: Adobe Stock, Aleksandr Riabinin

Usługi elastyczności w praktyce operatorów sieci dystrybucyjnych – europejskie doświadczenia i kierunki rozwoju w Polsce

Rozwój odnawialnych źródeł energii, generacji rozproszonej oraz nowych kategorii odbiorców stawia przed operatorami systemów dystrybucyjnych coraz większe wyzwania związane z zapewnieniem odpowiedniej przepustowości i bezpiecznej pracy sieci. Obok tradycyjnych inwestycji infrastrukturalnych rośnie znaczenie rozwiązań umożliwiających bardziej efektywne wykorzystanie istniejących zasobów sieciowych. Jednym z takich rozwiązań są usługi elastyczności, które w coraz większej liczbie państw europejskich stają się elementem planowania rozwoju i bieżącego zarządzania siecią dystrybucyjną. Doświadczenia zagranicznych operatorów pokazują, że skuteczne wykorzystanie elastyczności wymaga nie tylko odpowiednich ram regulacyjnych, lecz przede wszystkim właściwej identyfikacji potrzeb sieciowych, przejrzystych zasad pozyskiwania usług oraz oceny ich rzeczywistej wartości technicznej i ekonomicznej.

Część I. Usługi elastyczności jako narzędzie zarządzania i rozwoju sieci

Elastyczność jako narzędzie zarządzania siecią

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii, rozwój generacji rozproszonej oraz elektryfikacja transportu prowadzą do istotnych zmian charakterystyki pracy sieci dystrybucyjnych. W kolejnych latach skala tych wyzwań może dodatkowo wzrosnąć wraz z postępującą elektryfikacją sektora ciepłowniczego. Zwiększa się zmienność przepływów mocy, a okresy wysokiego obciążenia lub generacji mogą powodować lokalne ograniczenia przepustowości i problemy napięciowe. Jednocześnie nie wszystkie tego rodzaju ograniczenia mają charakter trwały. W wielu przypadkach występują one jedynie w określonych godzinach, sezonach lub warunkach pracy systemu.

Tradycyjną odpowiedzią na wzrost zapotrzebowania na zdolności sieciowe pozostaje modernizacja i rozbudowa infrastruktury. Są to działania niezbędne dla długoterminowego rozwoju systemu elektroenergetycznego, jednak wymagają odpowiednich nakładów finansowych oraz czasu na przygotowanie i realizację inwestycji. W określonych sytuacjach zasadne może być zatem wykorzystanie rozwiązań pozwalających ograniczyć występowanie przeciążeń lub problemów napięciowych bez konieczności natychmiastowej rozbudowy sieci.

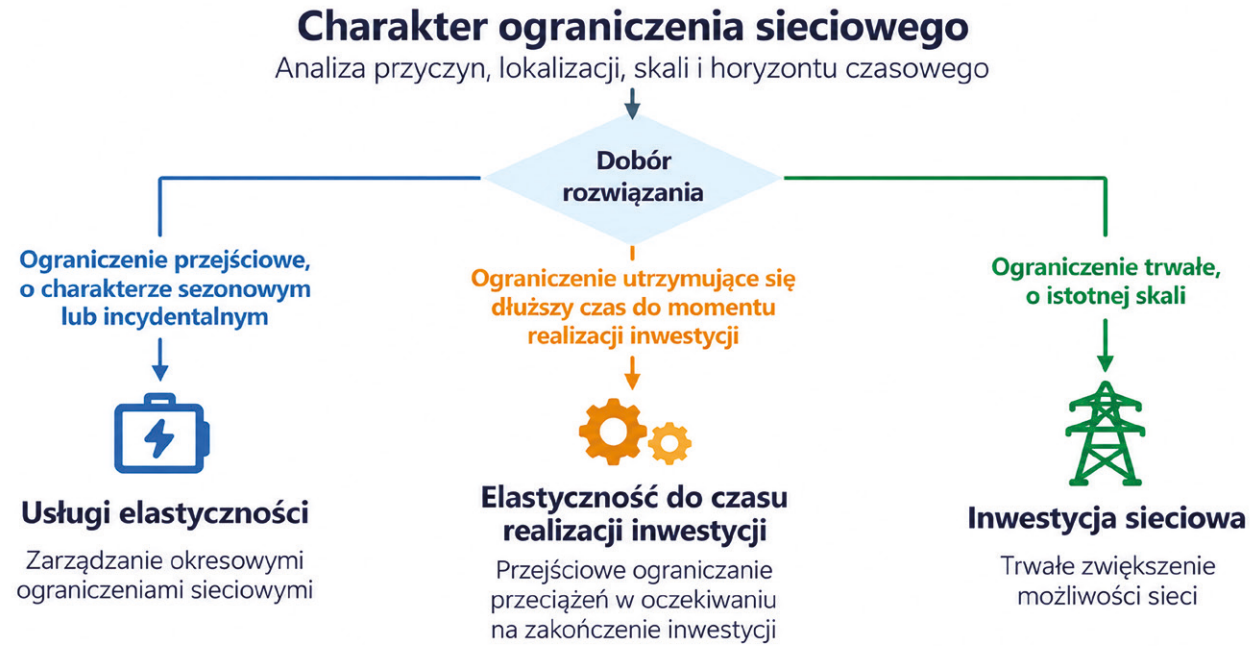
Taką możliwość stwarzają usługi elastyczności, polegające na czasowym dostosowaniu poboru energii elektrycznej z sieci lub jej wprowadzania do sieci przez przyłączone do niej zasoby, odpowiednio do potrzeb operatora systemu dystrybucyjnego. Usługi te mogą być świadczone między innymi przez odbiorców aktywnych, wytwórców energii, podmioty dysponujące magazynami energii oraz agregatorów koordynujących wykorzystanie zasobów wielu uczestników rynku.

Z punktu widzenia operatora kluczowe znaczenie ma możliwość wywołania określonej zmiany przepływów mocy w odpowiednim miejscu i czasie. Przykładowo, w obszarze charakteryzującym się wysoką generacją fotowoltaiczną rozwiązaniem może być czasowe zwiększenie poboru energii lub ograniczenie generacji, natomiast w okresach wysokiego zapotrzebowania – ograniczenie poboru lub zwiększenie dostępnej generacji.

Nie oznacza to jednak, że elastyczność stanowi uniwersalną alternatywę dla inwestycji sieciowych. Jej przydatność zależy od charakteru ograniczenia, dostępności odpowiednich zasobów, możliwości ich aktywacji oraz kosztów pozyskania usługi. W części przypadków może umożliwić odroczenie inwestycji, w innych ograniczyć jej zakres, a niekiedy stanowić wyłącznie rozwiązanie przejściowe do czasu rozbudowy infrastruktury.

Takie podejście znajduje odzwierciedlenie również w europejskich ramach regulacyjnych. Dyrektywa 2019/944 oraz krajowe przepisy dotyczące planowania rozwoju sieci przewidują uwzględnianie usług elastyczności i innych zasobów jako potencjalnych rozwiązań alternatywnych wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Z kolei wytyczne ACER i CEER dotyczące planowania sieci wskazują na potrzebę zintegrowanego podejścia, w którym rozwiązania oparte na elastyczności analizowane są równolegle z tradycyjnymi inwestycjami [8][9].

Znaczenie elastyczności znajduje również odzwierciedlenie w procesie krajowej oceny potrzeb w tym zakresie, przewidzianym w art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943. Zatwierdzona przez ACER w lipcu 2025 r. metodyka FNA określa zasady przygotowywania krajowych ocen zapotrzebowania na elastyczność. Zgodnie z przyjętym harmonogramem pierwsze oceny miały zostać opracowane i przekazane ACER oraz Komisji Europejskiej do lipca 2026 r. Wyniki ocen mają stanowić podstawę do określania orientacyjnych krajowych celów w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, z terminem przewidzianym na styczeń 2027 r. Oznacza to, że identyfikacja potrzeb w zakresie elastyczności staje się istotnym elementem nie tylko planowania rozwoju poszczególnych sieci, ale również oceny przyszłych potrzeb całego systemu elektroenergetycznego [7].



Rys. 1. Poglądowy schemat doboru rozwiązania w zależności od charakteru ograniczenia sieciowego.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [1] [2] [9].

Kiedy elastyczność może stanowić alternatywę dla rozbudowy sieci?

Jednym z najważniejszych zagadnień związanych z praktycznym wykorzystaniem usług elastyczności jest ocena zasadności ich zastosowania w porównaniu z tradycyjnymi inwestycjami sieciowymi.

Samo występowanie ograniczenia sieciowego nie oznacza jeszcze, że zakup usługi elastyczności będzie rozwiązaniem uzasadnionym. Operator powinien rozpatrywać dostępne możliwości z uwzględnieniem charakteru ograniczenia, czasu jego występowania, prognozowanego rozwoju obciążenia lub generacji oraz przewidywanych kosztów.

W praktyce można rozważać dalszą eksploatację istniejącej infrastruktury, jej modernizację lub rozbudowę, zakup usług elastyczności, a także przejściowe wykorzystanie elastyczności do czasu realizacji niezbędnej inwestycji sieciowej [2].

Szczególnie interesujące są przypadki, w których ograniczenia występują okresowo, a ich skala nie uzasadnia natychmiastowej realizacji kosztownej inwestycji. Usługa elastyczności może wówczas pozwolić na odroczenie rozbudowy sieci, ograniczenie zakresu niezbędnych prac lub zapewnienie odpowiednich warunków pracy infrastruktury do czasu realizacji inwestycji.

Przykładem może być transformator, którego dopuszczalne obciążenie jest przekraczane jedynie przez kilkadziesiąt godzin w roku. Zamiast natychmiastowej wymiany urządzenia operator może rozważyć pozyskanie usługi polegającej na czasowym ograniczeniu poboru mocy przez wybranych odbiorców lub odpowiednim wykorzystaniu magazynu energii. Jeżeli dostępne zasoby zapewniają wymaganą moc i niezawodność działania, a koszt ich wykorzystania jest niższy od korzyści wynikających z odroczenia inwestycji, takie rozwiązanie może być uzasadnione ekonomicznie. Wymaga to jednak uwzględnienia prognozowanego wzrostu obciążenia, czasu występowania przeciążeń oraz ryzyka niedostępności zakontraktowanej usługi.

Usługi elastyczności mogą również stanowić rozwiązanie przejściowe w sytuacji, gdy planowana inwestycja sieciowa jest niezbędna, ale potrzeba ograniczenia przeciążeń pojawia się jeszcze przed jej realizacją. W takim przypadku usługi elastyczności pozwalają na czasowe zarządzanie ograniczeniami sieciowymi do momentu zakończenia inwestycji.

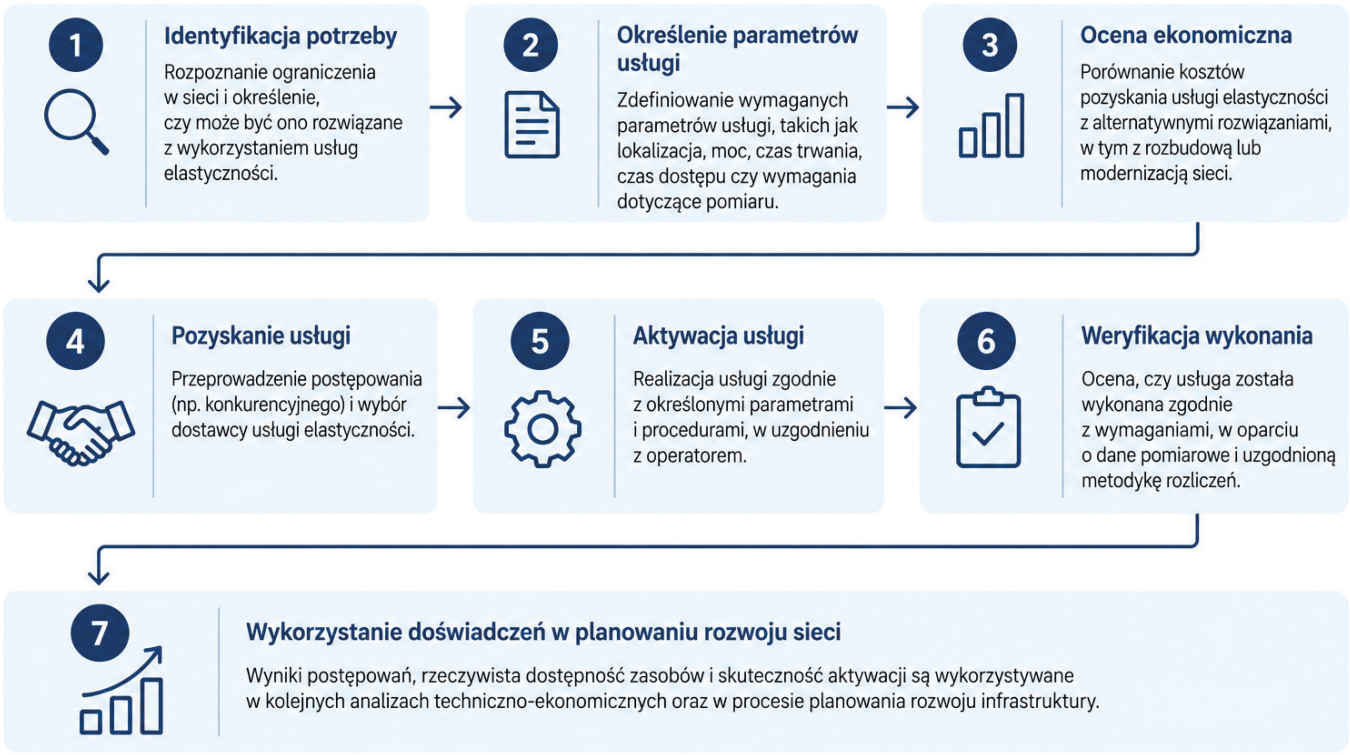
Porównanie wariantów powinno jednak uwzględniać cały analizowany okres, a nie jedynie bezpośrednie koszty inwestycji i cenę pojedynczej aktywacji usługi. Istotne są między innymi nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne, koszty utrzymywania gotowości i aktywacji zasobów, czas realizacji poszczególnych rozwiązań oraz ryzyko związane z ich dostępnością i skutecznością [1][2].

Przykładem praktycznego podejścia do oceny ekonomicznej jest stosowana w Wielkiej Brytanii Common Evaluation Methodology (CEM). Metodyka umożliwia porównanie kosztów wykorzystania usług elastyczności z korzyściami ekonomicznymi wynikającymi z odroczenia tradycyjnej rozbudowy sieci, przy uwzględnieniu różnych scenariuszy rozwoju zapotrzebowania i generacji [4].

W analizach National Grid dane dotyczące przewidywanego zapotrzebowania na elastyczność zestawiane są z kosztami rozpatrywanego wariantu inwestycyjnego. Na tej podstawie możliwe jest określenie granicznej ceny elastyczności, przy której jej wykorzystanie pozostaje ekonomicznie uzasadnione w porównaniu z odroczeniem inwestycji sieciowej. Takie podejście pozwala powiązać decyzję o zakupie usług z ich rzeczywistą wartością dla operatora [4].

Przy ocenie korzyści ekonomicznych istotne jest rozróżnienie pomiędzy całkowitym uniknięciem inwestycji a jej odroczeniem. Jeżeli wykorzystanie usług elastyczności pozwala jedynie przesunąć termin rozbudowy sieci, uzyskana korzyść nie odpowiada pełnej wartości planowanych nakładów inwestycyjnych. Wynika przede wszystkim z przesunięcia wydatku w czasie z uwzględnieniem kosztów zakupu usług, zmian kosztów inwestycji i wartości pieniądza w czasie.

Ostatecznie wybór rozwiązania powinien pozostawać decyzją techniczno-ekonomiczną operatora. Elastyczność nie powinna być preferowana wyłącznie ze względu na jej innowacyjny charakter, podobnie jak rozbudowa sieci nie powinna być automatycznie przyjmowana jako jedyny sposób rozwiązania każdego ograniczenia.



Rys. 2. Proces wykorzystania usług elastyczności przez OSD.
Źródło: opracowanie własne na podstawie analizy europejskich praktyk i rekomendacji dotyczących usług elastyczności [1] [2] [9].

Nie w każdym przypadku wykorzystanie usług elastyczności będzie jednak technicznie możliwe lub ekonomicznie uzasadnione. Dotyczy to w szczególności ograniczeń występujących przez długi czas, wymagających utrzymywania określonej zmiany mocy przez okres, w którym dostępne zasoby elastyczności nie są w stanie jej zapewnić.

Istotną barierą może być również brak wystarczającej liczby dostawców w lokalizacji, w której występuje ograniczenie lub niewystarczająca niezawodność oferowanych usług. W takich sytuacjach rozbudowa lub modernizacja infrastruktury może pozostawać rozwiązaniem bardziej efektywnym i zapewniającym większą pewność długoterminowej pracy sieci.

Oceniając zasadność wykorzystania elastyczności, należy również uwzględnić możliwości pomiaru i weryfikacji wykonania usługi. Brak wiarygodnych danych pomiarowych, odpowiednich metod wyznaczania profilu odniesienia czy mechanizmów potwierdzania rzeczywistego efektu aktywacji może ograniczać możliwość bezpiecznego polegania na usługach elastyczności jako alternatywie dla inwestycji sieciowej.

Zależność między charakterem ograniczenia sieciowego a możliwym sposobem postępowania ilustruje rys. 1. W przypadku sporadycznych przekroczeń dopuszczalnego poziomu obciążenia przydatne mogą okazać się usługi elastyczności. Jeżeli ograniczenia występują przez dłuższy czas, a ich trwałe usunięcie wymaga inwestycji sieciowej, usługi elastyczności mogą być wykorzystywane jako rozwiązanie przejściowe do momentu zakończenia inwestycji. Natomiast ograniczenia o charakterze trwałym i istotnej skali mogą przemawiać za koniecznością rozbudowy lub modernizacji sieci. Schemat przedstawia typowe kierunki postępowania, nie przesądza jednak wyboru rozwiązania, który powinien uwzględniać lokalne warunki techniczne, dostępność zasobów elastyczności oraz porównanie kosztów poszczególnych wariantów (rys. 1).

Należy jednocześnie zauważyć, że usługi elastyczności nie są jedynym instrumentem umożliwiającym bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej. Odrębnym rozwiązaniem są elastyczne umowy o przyłączenie, przewidujące możliwość ograniczania poboru lub wprowadzania energii elektrycznej na zasadach określonych w umowie. W odróżnieniu od usług elastyczności nie polegają one na rynkowym pozyskiwaniu przez operatora określonej zmiany mocy, lecz na uzgodnieniu warunków korzystania z sieci. Oba mechanizmy mogą przyczyniać się do zarządzania ograniczeniami sieciowymi, jednak różnią się zasadami stosowania i sposobem rozliczeń [1].

Od identyfikacji potrzeb do zakupu i wykorzystania usług

Doświadczenia europejskie wskazują, że jednym z podstawowych warunków efektywnego wykorzystania elastyczności jest odpowiednie powiązanie analiz sieciowych z procesem pozyskiwania usług.

Punktem wyjścia powinno być zidentyfikowanie konkretnego ograniczenia, dla którego rozważane jest wykorzystanie elastyczności. Następnie konieczne jest określenie jego lokalizacji, kierunku wymaganej zmiany mocy, przewidywanego okresu występowania oraz parametrów technicznych oczekiwanej reakcji [1][2].

Potrzeba powinna być opisana w sposób umożliwiający potencjalnym dostawcom ocenę, czy posiadane zasoby mogą zostać wykorzystane do jej pokrycia. Jednocześnie opis musi uwzględniać wymagania techniczne wynikające z charakterystyki sieci i lokalizacji ograniczenia.

Jednym z narzędzi wspierających rozwój rynku usług elastyczności mogą być mapy potrzeb elastyczności, wskazujące obszary sieci, w których operator identyfikuje potencjalne zapotrzebowanie na tego rodzaju usługi [2]. Mapy takie mogłyby ułatwiać uczestnikom rynku rozpoznawanie potencjalnego zapotrzebowania na usługi elastyczności, nie zastępując jednak szczegółowego określenia parametrów konkretnych usług na etapie ich pozyskiwania.

Kolejnym elementem procesu pozyskiwania usług elastyczności jest kwalifikacja dostawców i zasobów. Można przy tym wyróżnić weryfikację formalną dostawcy, ocenę parametrów technicznych zasobu oraz potwierdzenie jego przydatności do rozwiązania określonego ograniczenia sieciowego [2].

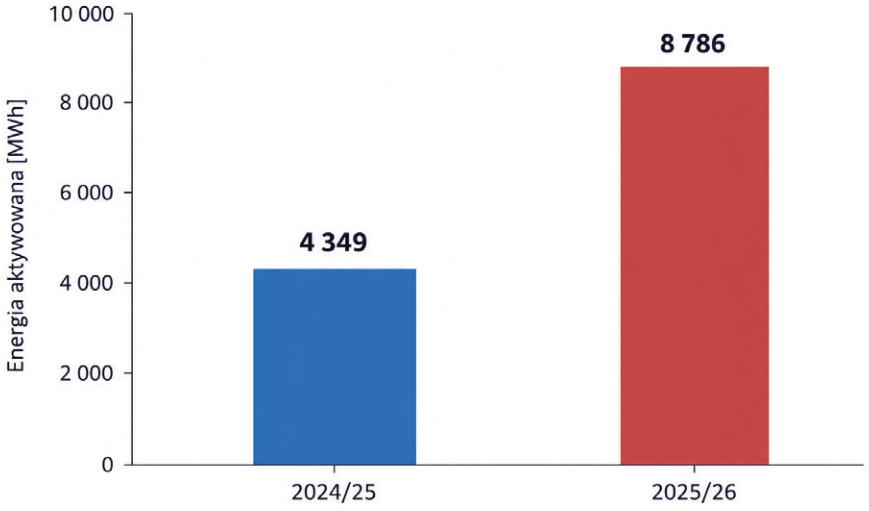
Rozdzielenie tych etapów może ograniczać potrzebę ponownego przeprowadzania tych samych czynności, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości oceny przez operatora skuteczności danego zasobu w konkretnej lokalizacji sieci.

Równie ważnym etapem pozostaje pomiar i weryfikacja wykonania usługi. W zależności od rodzaju zasobu i charakteru produktu może być konieczne zastosowanie odpowiedniej metody wyznaczania profilu odniesienia, umożliwiającej ustalenie rzeczywistej zmiany poboru lub generacji [2].

Istotnym zagadnieniem związanym z rozliczaniem usług elastyczności jest właściwe wyznaczenie profilu odniesienia, pozwalającego określić rzeczywisty efekt aktywacji usługi. Znaczenie tego zagadnienia ilustrują doświadczenia brytyjskiego programu Demand Flexibility Service (DFS), realizowanego na rzecz operatora systemu przesyłowego. Jak wskazano w raporcie [14], zastosowana metoda wyznaczania profilu bazowego mogła prowadzić do zawyżenia rozliczanych wolumenów redukcji poboru o około 13% względem niezależnych oszacowań. Choć doświadczenia te nie dotyczą bezpośrednio lokalnych usług elastyczności OSD, pokazują znaczenie odpowiedniego doboru metod pomiaru i weryfikacji wykonania usług.

Wyniki rzeczywistych aktywacji usług elastyczności oraz ocena uzyskanego efektu sieciowego pozwalają na weryfikację wcześniejszych założeń dotyczących przydatności tego rozwiązania. Doświadczenia te mogą być następnie wykorzystywane w procesie planowania rozwoju sieci oraz w kolejnych analizach techniczno-ekonomicznych.

Praktyczną sekwencję działań operatora przedstawia rys. 2. Proces rozpoczyna się od identyfikacji ograniczenia sieciowego i określenia parametrów oczekiwanej usługi, a następnie obejmuje ocenę ekonomiczną, pozyskanie i aktywację usługi oraz weryfikację jej wykonania. Istotnym elementem jest wykorzystanie zebranych doświadczeń, w tym informacji o dostępności zasobów elastyczności, wynikach postępowań i skuteczności aktywacji, w kolejnych analizach sieciowych i decyzjach dotyczących rozwoju infrastruktury. Dzięki temu usługi elastyczności mogą stanowić integralny element planowania i zarządzania siecią, a nie jedynie odrębny proces ich pozyskiwania (rys. 2).



Rys. 3. Wielka Brytania – wielkość energii faktycznie aktywowanej w ramach usług elastyczności przez SP Electricity North West w okresach regulacyjnych 2024/25–2025/26 (od 1 kwietnia do 31 marca następnego roku). Źródło: opracowanie własne na podstawie [16].

Część II. Doświadczenia operatorów i kierunki rozwoju rynku

Europejskie doświadczenia – różne modele, wspólne cele

Rozwój usług elastyczności w państwach europejskich przebiega w zróżnicowany sposób. Poszczególne kraje przyjmują odmienne modele organizacji rynku, identyfikacji potrzeb, pozyskiwania zasobów i rozliczania usług. Wynika to zarówno z odmiennych uwarunkowań regulacyjnych, jak i struktury sieci oraz stopnia rozwoju lokalnych zasobów elastyczności.

Pomimo tych różnic można wskazać kilka wspólnych kierunków. Należą do nich systematyczne identyfikowanie potrzeb, zapewnianie dostawcom informacji o lokalizacji i charakterze ograniczeń, standaryzacja zasad udziału w rynku oraz powiązanie decyzji o zakupie usług z ich rzeczywistą wartością dla operatora.

Wielka Brytania – od projektów pilotażowych do powtarzalnego procesu

Jednym z najbardziej rozwiniętych przykładów organizacji lokalnych usług elastyczności jest model brytyjski. Jego istotną cechą jest stopniowe przechodzenie od pojedynczych projektów pilotażowych do powtarzalnego procesu obejmującego identyfikację potrzeb, ich publikację, pozyskiwanie usług, kwalifikację zasobów, zawieranie umów, aktywację i rozliczenie [1][2].

W takim podejściu istotne znaczenie ma odpowiednio wczesne informowanie potencjalnych dostawców o przewidywanych potrzebach operatora. Pozwala to uczestnikom rynku ocenić możliwości wykorzystania posiadanych zasobów, przygotować oferty, a w uzasadnionych przypadkach również zaplanować inwestycje w nowe zdolności elastyczności.

Wraz z rozwojem rynku coraz większego znaczenia nabiera standaryzacja. Dotyczy ona między innymi danych niezbędnych do rejestracji zasobów, zasad ich prekwalifikacji, charakterystyki oferowanych produktów oraz sposobu potwierdzania wykonania usług.

Skalę rozwoju brytyjskiego rynku obrazują wyniki National Grid Electricity Distribution. W opublikowanym w kwietniu 2026 r. dokumencie dotyczącym pozyskiwania usług elastyczności operator wskazał, że w najnowszym długoterminowym postępowaniu zakontraktował 196 GWh dostępności elastyczności, dziesięciokrotnie więcej niż rok wcześniej. Wielkość ta odnosi się do wolumenu zakontraktowanej dostępności, a nie do energii faktycznie dostarczonej w wyniku aktywacji [3].

Równolegle rozwijane są kolejne zastosowania elastyczności. Przykładem jest usługa Demand Turn-Up (DTU), polegająca na zwiększaniu poboru energii w określonych warunkach pracy sieci. W sezonie letnim 2025 r. w ramach tego mechanizmu zrealizowano około 3800 zdarzeń aktywacyjnych obejmujących łącznie 498 MWh. Wyniki te pokazują, że usługi elastyczności

mogą służyć nie tylko ograniczaniu szczytowego zapotrzebowania, lecz również lepszemu wykorzystaniu energii w okresach wysokiej generacji [3].

Rozwinięciem tego podejścia jest produkt FlexUp, oparty na zwiększaniu poboru energii elektrycznej w okresach wysokiej generacji ze źródeł odnawialnych, co pozwala ograniczać konieczność redukcji ich produkcji. National Grid zidentyfikował 23 obszary potencjalnego wykorzystania tej usługi, obejmujące około połowy sieci operatora, a w ramach postępowania zakontraktowano 52 GWh elastyczności. Wielkość ta odnosi się do zakontraktowanego wolumenu usług, a nie do energii faktycznie dostarczonej w wyniku aktywacji. FlexUp stanowi przykład tworzenia produktu odpowiadającego na konkretny problem sieciowy, a jednocześnie wspierającego integrację generacji odnawialnej [3].

Kolejnym kierunkiem rozwoju jest skracanie czasu pomiędzy pozyskaniem usługi a jej wykorzystaniem. W marcu 2026 r. National Grid uruchomił rynek dnia następnego (day-ahead), zastępując dotychczasowy model pozyskiwania krótkoterminowej elastyczności z tygodniowym wyprzedzeniem. Krótszy horyzont kontraktacji umożliwia lepsze dostosowanie pozyskiwanych usług do przewidywanych warunków pracy sieci oraz zwiększa możliwości uczestnictwa zasobów zdolnych do świadczenia usług z krótkim wyprzedzeniem [3].

Brytyjskie doświadczenia wskazują, że rozwój rynku wymaga nie tylko stworzenia możliwości zawierania kontraktów, ale również stopniowego dostosowywania produktów i procedur do rzeczywistych potrzeb operatora. Istotne pozostaje także rozróżnienie między wielkością zakontraktowanych usług, rzeczywistą dostępnością zasobów i faktycznie zrealizowanymi aktywacjami. Sama wielkość zakontraktowanych wolumenów nie przesądza bowiem o uzyskaniu oczekiwanego efektu sieciowego.

Nie zawsze zgłaszane przez operatorów zapotrzebowanie na elastyczność przekłada się na zawarcie kontraktów i późniejszą aktywację usług. Przykładem jest Electricity North West, który w roku regulacyjnym 2023/24 nie zakontraktował mocy w ramach postępowań obejmujących zapotrzebowanie wynoszące 110,94 MW. Jedną ze wskazywanych barier była konkurencja ze strony ogólnokrajowej usługi Demand Flexibility Service (DFS), która dla części dostawców stanowiła atrakcyjniejszą możliwość wykorzystania posiadanych zasobów, między innymi ze względu na brak wymogu ich lokalizacji w określonych obszarach sieci. Doświadczenie to wskazuje na znaczenie koordynacji rynków usług elastyczności na potrzeby OSP i OSD oraz tworzenia możliwości łączenia przychodów z różnych rynków, przy jednoczesnym wykluczeniu podwójnego wykorzystania tej samej dyspozycyjności zasobów [14].

Doświadczenia SP Electricity North West potwierdzają możliwość praktycznego wykorzystania usług elastyczności do zarządzania ograniczeniami sieciowymi. W roku regulacyjnym 2025/26 operator wykazał 8786 MWh energii faktycznie aktywowanej w ramach usług elastyczności, wobec 4349 MWh rok wcześniej (rys. 3). Należy jednak podkreślić, że zdecydowana większość wolumenu za 2025/26, wynosząca 8736 MWh, pochodziła z jednej niestandardowej usługi polegającej na ograniczeniu generacji w związku z uszkodzeniem kabla 11 kV. Przypadek ten pokazuje możliwość wykorzystania elastyczności jako rozwiązania przejściowego, pozwalającego zarządzać ograniczeniem sieciowym do czasu usunięcia problemu infrastrukturalnego.

Jednocześnie operator wskazuje na trudności w pozyskiwaniu zasobów elastyczności w wymaganych lokalizacjach, konkurencję ze strony innych rynków oraz bariery techniczne utrudniające realizację usług. Doświadczenia te pokazują, że skuteczność wykorzystania elastyczności zależy nie tylko od dostępnej mocy, lecz także od lokalizacji zasobów, ich parametrów technicznych oraz możliwości niezawodnego świadczenia usług. Przy ocenie rozwoju rynku istotne jest zatem uwzględnianie nie tylko wielkości zakontraktowanych i aktywowanych wolumenów, ale również charakteru świadczonych usług oraz uzyskiwanych efektów sieciowych [16] (rys. 3).

Holandia – lokalizacja zasobu i koordynacja operatorów

Odmienny, lecz równie istotny aspekt wykorzystania usług elastyczności pokazują doświadczenia holenderskie. Rozwijana przez operatorów sieci elektroenergetycznych platforma GOPACS służy koordynacji działań związanych z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi, umożliwiając wykorzystanie elastyczności z uwzględnieniem lokalizacji zasobów oraz ich wpływu na pracę sieci [2].

W przypadku lokalnych usług elastyczności sama zdolność zasobu do zwiększenia lub zmniejszenia poboru bądź generacji nie jest wystarczająca. Równie ważne jest jego położenie w sieci oraz rzeczywisty wpływ zmiany mocy na zidentyfikowane ograniczenie. Nie każdy zasób znajdujący się w pobliżu geograficznym przeciążonego elementu infrastruktury będzie skutecznie oddziaływał na jego obciążenie. Jednocześnie zasoby położone w większej odległości mogą, w zależności od konfiguracji i warunków pracy sieci, przyczyniać się do ograniczenia przeciążenia.

W tym kontekście w opracowaniu [2] zwrócono uwagę na potrzebę rozróżnienia obszaru, w którym występuje ograniczenie sieciowe (CMZ – Congestion Management Zone), oraz tzw. Obszaru Elastyczności, obejmującego punkty przyłączenia zasobów, których zmiana poboru lub generacji może skutecznie oddziaływać na dane ograniczenie. Obszary te nie muszą się pokrywać, a wyznaczenie Obszaru Elastyczności powinno wynikać z analizy rzeczywistego wpływu zasobów na sieć, a nie wyłącznie z ich położenia geograficznego.

Doświadczenia holenderskie pokazują również znaczenie współpracy pomiędzy operatorami. Istotą rozwiązania GOPACS jest koordynacja wykorzystania elastyczności w taki sposób, aby aktywacja zasobu służąca ograniczeniu przeciążenia w jednym obszarze nie prowadziła do powstania nowych ograniczeń w innych częściach sieci. Wymaga to odpowiedniej wymiany informacji oraz uwzględniania wpływu planowanych aktywacji na pracę sieci poszczególnych operatorów [2].

Z perspektywy polskich OSD doświadczenia te wskazują na znaczenie właściwego określania lokalizacji usług elastyczności, oceny skuteczności poszczególnych zasobów oraz koordynacji ich wykorzystania na potrzeby różnych operatorów. Zagadnienia te mogą nabierać szczególnego znaczenia wraz z rozwojem rynku usług elastyczności i zwiększaniem możliwości uczestnictwa tych samych zasobów w różnych mechanizmach rynkowych.

Francja – znaczenie publikowania lokalnych potrzeb

Doświadczenia francuskie pokazują znaczenie odpowiednio wczesnego publikowania informacji o lokalnych potrzebach w zakresie usług elastyczności. Istotnym elementem tego podejścia jest powiązanie organizowanych postępowań z konkretnymi ograniczeniami sieciowymi, określonymi pod względem lokalizacji, czasu występowania oraz wymaganej zmiany poboru lub generacji [2].

Precyzyjne określenie parametrów oczekiwanej usługi, w tym wymaganej mocy, kierunku zmiany oraz okresu i czasu trwania aktywacji, ułatwia potencjalnym dostawcom ocenę możliwości udziału w postępowaniu. Z perspektywy operatora pozwala natomiast

lepiej dopasować pozyskiwane usługi do rzeczywistych potrzeb sieciowych.

Ważnym elementem doświadczeń francuskich jest również analiza wyników postępowań, w tym przypadków, w których nie udało się pozyskać usług elastyczności. Brak ofert nie musi oznaczać braku potencjału elastyczności na danym obszarze. Może wynikać także z ograniczonej liczby przygotowanych dostawców, nieodpowiednich parametrów usługi, niewystarczającego wyprzedzenia w publikowaniu potrzeb lub rozbieżności pomiędzy oczekiwanym wynagrodzeniem a wartością usługi dla operatora [2].

Doświadczenia z takich postępowań mogą być wykorzystywane do doskonalenia zasad pozyskiwania usług elastyczności, w szczególności sposobu określania potrzeb, parametrów usług oraz warunków udziału dostawców.

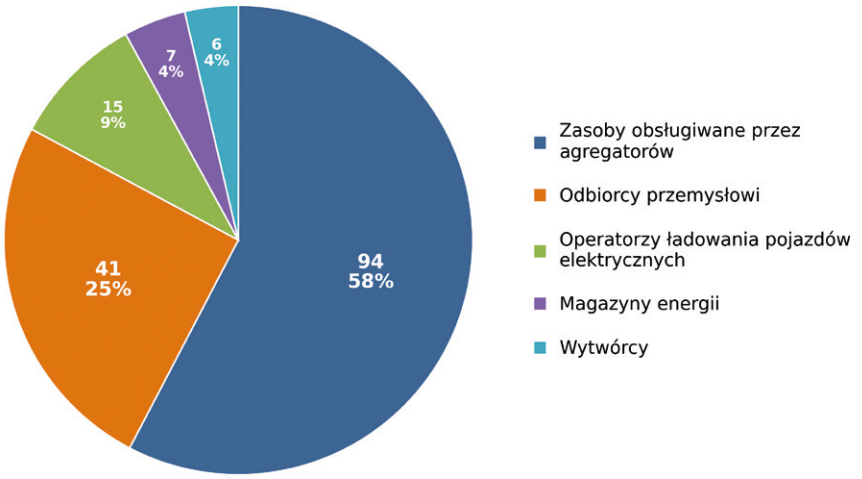
Portugalia – znaczenie agregacji zasobów elastyczności

Praktyczne znaczenie agregacji zasobów dobrze ilustrują doświadczenia portugalskie związane z programem FIRMe (Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado), realizowanym przez operatora sieci dystrybucyjnej E-REDES. Program służy rozwojowi rynkowych mechanizmów pozyskiwania usług elastyczności na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi i umożliwia udział zarówno pojedynczych zasobów, jak i zasobów obsługiwanych przez agregatorów [2].

Z perspektywy lokalnych sieci dystrybucyjnych agregacja ma szczególne znaczenie, ponieważ pozwala wykorzystać potencjał elastyczności zasobów, które samodzielnie nie zawsze byłyby w stanie spełnić wymagania dotyczące świadczenia określonej usługi. Połączenie wielu zasobów w ramach jednej oferty może umożliwić osiągnięcie wymaganej mocy oraz zapewnienie odpowiednich parametrów i dostępności usługi.

Doświadczenia portugalskie wskazują również na możliwość rozdzielenia wynagrodzenia za gotowość do świadczenia usługi od wynagrodzenia za jej rzeczywistą aktywację. Takie podejście pozwala dostosować sposób rozliczania do charakteru potrzeby sieciowej. W niektórych przypadkach dla operatora istotne jest przede wszystkim zagwarantowanie dostępności określonej mocy, podczas gdy w innych zasadnicze znaczenie ma faktyczna zmiana poboru lub generacji [2].

Rozwój agregacji wymaga jednocześnie odpowiednich zasad rejestracji zasobów, potwierdzania ich dostępności, weryfikacji wykonania usług oraz określenia odpowiedzialności agregatora za zarządzane zasoby.



Rys. 4. Portugalia – struktura zasobów uczestniczących w drugiej aukcji usług elastyczności FIRMe (E-REDES). Źródło: opracowanie własne na podstawie [17].

Znaczenie agregacji ilustrują wyniki drugiej aukcji usług elastyczności FIRMe, przedstawione na rys. 4. Spośród 163 zasobów objętych ofertami 94 stanowiły zasoby obsługiwane przez agregatorów (58%). Pozostałe obejmowały instalacje odbiorców przemysłowych, operatorów punktów ładowania pojazdów elektrycznych, magazyny energii oraz źródła wytwórcze. Wyniki te wskazują na istotną rolę agregatorów w rozwoju lokalnego rynku usług elastyczności, a jednocześnie pokazują różnorodność zasobów mogących uczestniczyć w świadczeniu usług na potrzeby OSD [17].

Szwecja – znaczenie wspólnych standardów

Doświadczenia szwedzkie pokazują możliwości i wyzwania związane z równoległym rozwojem różnych lokalnych modeli usług elastyczności. Funkcjonowanie odmiennych rozwiązań sprzyja testowaniu produktów, zasad kontraktacji i sposobów organizacji rynku, umożliwiając zdobywanie doświadczeń i stopniowe doskonalenie stosowanych mechanizmów [2].

Jednocześnie różnorodność rozwiązań może prowadzić do fragmentacji rynku, w której poszczególne platformy i operatorzy stosują odmienne formaty danych, wymagania rejestracyjne oraz zasady kwalifikacji dostawców i zasobów. Dla podmiotów zainteresowanych świadczeniem usług na obszarach kilku operatorów oznacza to dodatkowe obciążenia organizacyjne i techniczne.

Wraz z rozwojem rynku coraz większego znaczenia nabiera zatem interoperacyjność, rozumiana jako możliwość wymiany informacji pomiędzy systemami oraz ponownego wykorzystania danych i wyników kwalifikacji. Doświadczenia szwedzkie wskazują na zasadność stopniowego ujednolicania podstawowych zasad funkcjonowania rynku, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości stosowania różnych rozwiązań technologicznych [2].

Pierwsze doświadczenia polskich OSD

W Polsce wykorzystanie usług elastyczności rozwija się stopniowo, a doświadczenia operatorów obejmują zarówno identyfikację lokalnych potrzeb, jak i pierwsze postępowania zakupowe, zawieranie umów oraz aktywację usług. Skala i stopień zaawansowania poszczególnych przedsięwzięć są jednak zróżnicowane. Dlatego istotne jest rozróżnienie rynkowego pozyskiwania usług elastyczności od pilotaży technologicznych i innych instrumentów umożliwiających bardziej elastyczne zarządzanie pracą sieci.

Przykładem praktycznego wdrażania lokalnych usług elastyczności jest TAURON Dystrybucja, który prowadzi działania obejmujące identyfikację i publikowanie obszarów potencjalnego zapotrzebowania, kwalifikację zasobów, organizowanie postępowań oraz pozyskiwanie usług. Operator udostępnia między innymi mapę zapotrzebowania na zwiększenie elastyczności sieci i informacje dotyczące zasad uczestnictwa w postępowaniach. Przeprowadził również postępowania pilotażowe, w ramach których zawarto umowy i zrealizowano aktywacje usług. Doświadczenia te pokazują przejście od koncepcji wykorzystania elastyczności do praktycznego określania potrzeb sieciowych, pozyskiwania usług i weryfikacji ich wykonania [10].

Energa-Operator w maju 2026 r. rozpoczęła postępowanie dotyczące pozyskiwania lokalnych usług elastyczności w obszarze linii SN 15 kV Sierakowice–Węsiory. Zakres

postępowania obejmował usługi związane ze zmianą poboru lub generacji mocy czynnej, a także regulacją napięcia z wykorzystaniem mocy biernej. W dokumentacji przewidziano różne warianty świadczenia usług, dostosowane do charakteru potrzeb sieciowych, oraz określono wymagania dotyczące uczestniczących zasobów. Przykład ten pokazuje możliwość rozpoczęcia pozyskiwania lokalnych usług elastyczności z wykorzystaniem stosunkowo prostych rozwiązań organizacyjnych i komunikacyjnych. Samo ogłoszenie postępowania nie przesądza jednak o skuteczności pozyskania usług ani o wielkości ich późniejszych aktywacji [11] [14].

Odmienne podejście do zwiększania elastyczności pracy sieci prezentuje Enea Operator, rozwijająca między innymi mechanizmy Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej (IDC) oraz Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB). IDC umożliwia uprawnionym odbiorcom zwiększenie poboru mocy czynnej ponad moc umowną, do określonego przez operatora poziomu mocy bezpiecznej, we wskazanych okresach. Korzyścią dla odbiorcy jest brak opłaty za przekroczenie mocy umownej w uzgodnionym zakresie, a nie odrębne wynagrodzenie za aktywację. IRB służy natomiast regulacji napięcia poprzez odpowiednią zmianę poboru lub wprowadzania mocy biernej i może być realizowana na podstawie odpłatnych umów zawieranych z wytwórcami. Enea Operator uczestniczy również w przedsięwzięciach pilotażowych dotyczących sterowania zapotrzebowaniem na energię. Z kolei Stoen Operator rozwija rozwiązania wykorzystujące magazyny energii w sieci dystrybucyjnej. Przykłady te wskazują na różnorodność instrumentów wspierających elastyczne zarządzanie siecią, których nie należy utożsamiać wyłącznie z rynkowym zakupem usług elastyczności w zakresie mocy czynnej [12] [13] [14].

Warto również odnotować działania PGE Dystrybucji związane z rozwojem nowoczesnych technologii wspierających zarządzanie siecią. Przykładem jest program GridUp!, ukierunkowany na identyfikację innowacyjnych technologii możliwych do wykorzystania w działalności OSD, w tym rozwiązań wspierających analizę i zarządzanie pracą sieci. Przedsięwzięcia tego rodzaju mogą tworzyć zaplecze techniczne dla przyszłego rozwoju usług elastyczności, nie stanowią jednak same w sobie potwierdzenia funkcjonowania lokalnego rynku ich pozyskiwania [14].

Istotnym krokiem w kierunku rozwoju krajowego rynku usług elastyczności są również działania podejmowane przez Towarową Giełdę Energii we współpracy z operatorami systemów elektroenergetycznych. We wrześniu 2026 r. TGE nawiązała strategiczną współpracę z norweską spółką NODES, specjalizującą się w rozwiązaniach technologicznych dla rynków elastyczności. Pierwszym etapem współpracy ma być uruchomienie jeszcze w 2026 r. testowej wersji platformy obrotu usługami elastyczności, umożliwiającej weryfikację mechanizmów rynkowych i zasad współpracy operatorów. TGE objęła również 10% udziałów w NODES. Inicjatywa ta może stanowić ważny etap rozwoju wspólnej infrastruktury rynkowej, jednak ocenę jej praktycznej skuteczności będzie można przeprowadzić na podstawie wyników pilotażu i doświadczeń z wykorzystania platformy [15].

Na obecnym etapie rozwoju rynku szczególne znaczenie ma gromadzenie porównywalnych informacji dotyczących zidentyfikowanych potrzeb sieciowych, liczby przeprowadzonych postępowań i zgłoszonych ofert, wielkości zakontraktowanej mocy oraz rzeczywistych aktywacji usług. Dane te mogą stanowić podstawę oceny skuteczności poszczególnych rozwiązań i porównywania polskich doświadczeń z praktykami europejskimi. Pozwolą również lepiej określać warunki, w których wykorzystanie usług elastyczności może przynosić uzasadnione korzyści techniczne i ekonomiczne.

Kierunki rozwoju usług elastyczności w Polsce

Europejskie doświadczenia dostarczają wielu przykładów rozwiązań, które mogą być przydatne podczas kształtowania krajowego modelu wykorzystania usług elastyczności. Nie oznacza to jednak potrzeby bezpośredniego przenoszenia poszczególnych mechanizmów na polski rynek. Ich zastosowanie powinno uwzględniać krajowe uwarunkowania techniczne, regulacyjne i organizacyjne oraz rzeczywiste potrzeby operatorów.

Jednym z istotnych kierunków jest dążenie do spójnego podejścia do identyfikowania i prezentowania zapotrzebowania na elastyczność. Dotyczy to w szczególności podstawowych informacji o charakterze i lokalizacji ograniczeń sieciowych, wymaganej mocy i energii, kierunku zmiany poboru lub generacji oraz horyzoncie czasowym występowania potrzeb [1] [2].

Ujednolicenie podstawowych zasad prezentowania wyników analiz mogłoby zwiększyć ich porównywalność pomiędzy operatorami, a jednocześnie sprzyjać zachowaniu spójności informacji wykorzystywanych w planowaniu rozwoju sieci oraz krajowej ocenie potrzeb w zakresie elastyczności. Nie oznacza to konieczności stosowania przez wszystkich OSD identycznych narzędzi obliczeniowych. Istotniejsze jest zapewnienie porównywalności wyników przy zachowaniu możliwości wykorzystywania metod i modeli dostosowanych do charakterystyki poszczególnych sieci.

Kolejnym obszarem jest ocena efektywności ekonomicznej wykorzystania usług elastyczności w porównaniu z innymi sposobami zarządzania ograniczeniami sieciowymi. W zależności od charakteru i czasu trwania ograniczenia zasadne może być zastosowanie usług elastyczności, realizacja inwestycji sieciowej albo przejściowe wykorzystanie elastyczności do czasu zakończenia inwestycji. Wybór rozwiązania powinien wynikać z porównania kosztów, oczekiwanych korzyści, możliwości technicznych oraz ryzyk związanych z poszczególnymi wariantami [1] [2].

Z punktu widzenia rozwoju rynku znaczenie ma również ograniczanie barier uczestnictwa. Wspólne standardy wymiany danych, kwalifikacji dostawców i zasobów oraz pomiaru i weryfikacji wykonania usług mogą ułatwiać udział agregatorom i podmiotom dysponującym zasobami na obszarach kilku operatorów. Nie musi to oznaczać tworzenia jednej platformy technologicznej, lecz zapewnienie możliwości współpracy różnych systemów i ograniczanie konieczności wielokrotnego wykonywania tych samych czynności [2].

Na praktyczne możliwości wykorzystania usług elastyczności wpływa także otoczenie regulacyjne, w szczególności sposób uwzględniania kosztów usług oraz nakładów inwestycyjnych w działalności operatora. Istotne jest, aby przyjęte mechanizmy nie prowadziły do nieuzasadnionego preferowania rozbudowy infrastruktury względem rozwiązań opartych na elastyczności. Problem ten, określany jako CAPEX bias, jest analizowany między innymi w raporcie [14] na przykładzie doświadczeń brytyjskich. Nie przesądza to jednak o potrzebie przenoszenia brytyjskiego modelu regulacyjnego do Polski.

Znaczenie usuwania barier rozwoju elastyczności podkreśla rekomendacja ACER z marca 2026 r., dotycząca zasad ich identyfikacji i raportowania przez krajowe organy regulacyjne. Wśród analizowanych zagadnień znajdują się między innymi warunki dostępu nowych uczestników do rynku, dostępność narzędzi i zachęt wspierających elastyczność, wymagania dotyczące świadczenia usług bilansujących i zarządzania ograniczeniami sieciowymi, procedury

administracyjne oraz zachęty regulacyjne do stosowania rozwiązań alternatywnych wobec rozbudowy sieci [5].

Z perspektywy OSD oznacza to, że samo zidentyfikowanie zapotrzebowania na elastyczność nie gwarantuje możliwości jego pokrycia poprzez zakup usług. Konieczna jest również ocena dostępności odpowiednich zasobów, ich lokalizacji i parametrów technicznych, a także warunków uczestnictwa w rynku oraz kosztów pozyskania usług.

Jednocześnie rozwój mechanizmów rynkowych nie oznacza, że zakup usług elastyczności będzie uzasadniony w każdych warunkach. W raporcie CEER z listopada 2025 r. omówiono stosowanie przewidzianych w art. 32 dyrektywy 2019/944 odstępstw od rynkowego pozyskiwania usług elastyczności, w szczególności w sytuacjach, gdy mechanizmy te okazują się ekonomicznie nieefektywne, prowadzą do zakłóceń rynku lub zwiększają ograniczenia sieciowe [6]. Pokazuje to znaczenie uwzględniania lokalnych uwarunkowań technicznych i rynkowych oraz odpowiedniej oceny zasadności stosowania poszczególnych rozwiązań.

Istotnym zagadnieniem pozostaje również koordynacja wykorzystania zasobów pomiędzy OSD i OSP. Wraz z rozwojem rynku i możliwością uczestnictwa tych samych zasobów w różnych mechanizmach konieczne staje się uwzględnianie ich dostępności, wcześniejszych zobowiązań oraz potencjalnych konfliktów aktywacji. Doświadczenia europejskie wskazują na znaczenie tworzenia warunków do uczestnictwa zasobów w wielu rynkach, przy jednoczesnym zapewnieniu, aby ich wykorzystanie na potrzeby jednego operatora nie powodowało pogorszenia warunków pracy sieci innego operatora [2] [14].

Rozwój krajowego modelu usług elastyczności powinien następować stopniowo, z wykorzystaniem doświadczeń zdobywanych podczas pilotaży i pierwszych postępowań zakupowych. Szczególne znaczenie ma analiza ich wyników, obejmująca dostępność zasobów, zainteresowanie dostawców, poziom oferowanych cen, skuteczność aktywacji oraz uzyskiwane efekty sieciowe.

Informacje te mogą stanowić podstawę doskonalenia produktów, zasad kwalifikacji i rozliczeń oraz narzędzi wspierających pozyskiwanie usług. Takie podejście umożliwia rozwijanie standaryzacji i automatyzacji wraz ze wzrostem skali rynku, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości dostosowywania stosowanych rozwiązań do rzeczywistych potrzeb operatorów [2].

Podsumowanie

Doświadczenia europejskich operatorów systemów dystrybucyjnych wskazują, że usługi elastyczności mogą stanowić wartościowe uzupełnienie tradycyjnych metod zarządzania i rozwoju sieci elektroenergetycznych. W określonych warunkach ich wykorzystanie może umożliwiać uniknięcie lub odroczenie inwestycji sieciowych, ograniczenie ich zakresu, a także poprawę efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury i skuteczniejsze zarządzanie lokalnymi ograniczeniami sieciowymi.

Praktyka poszczególnych państw pokazuje jednocześnie, że nie istnieje jeden uniwersalny model organizacji rynku usług elastyczności. Skuteczność przyjmowanych rozwiązań zależy przede wszystkim od charakteru ograniczeń sieciowych, dostępności odpowiednich zasobów oraz warunków technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych ich wykorzystania.

Doświadczenia brytyjskie potwierdzają, że usługi elastyczności mogą wykraczać poza etap projektów pilotażowych i stawać się elementem bieżącego zarządzania siecią oraz planowania jej rozwoju. Jednocześnie przykłady innych państw wskazują na znaczenie właściwego określania lokalizacji zasobów, koordynacji działań operatorów, standaryzacji podstawowych procesów oraz dostosowywania produktów do konkretnych potrzeb sieciowych.

W Polsce pierwsze doświadczenia związane z pozyskiwaniem i wykorzystaniem usług elastyczności stanowią podstawę do dalszego rozwoju tych mechanizmów. Istotne znaczenie może mieć wypracowanie spójnych zasad identyfikacji potrzeb, oceny ekonomicznej, kwalifikacji zasobów i wymiany danych, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości dostosowywania rozwiązań do lokalnych uwarunkowań oraz stopniowego doskonalenia ich na podstawie doświadczeń praktycznych.

Kluczowe znaczenie ma traktowanie usług elastyczności nie jako rozwiązania mającego zastąpić rozwój infrastruktury sieciowej, lecz jako jednego z narzędzi wspierających racjonalne decyzje techniczne i ekonomiczne operatorów. O zasadności ich wykorzystania powinny decydować przede wszystkim skuteczność w rozwiązywaniu konkretnych ograniczeń sieciowych oraz korzyści wynikające z ich zastosowania w porównaniu z innymi dostępnymi rozwiązaniami.

Opracowanie: Biuro PTPiREE

Materiały źródłowe

1. Kancelaria Adwokacka dr. hab. Mariusza Swory, Opinia prawna dotycząca uwzględniania usług elastyczności i alternatyw dla rozbudowy sieci w planach rozwoju OSD, 22.04.2026 r.
2. Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE, Zespół nr 3 ds. usług elastyczności i redysponowania, Grupa nr 1, Identyfikacja praktyk europejskich w zakresie usług elastyczności i elastycznych umów o przyłączenie, Warszawa, 06.10.2026 r.
3. National Grid Electricity Distribution, Distribution Flexibility Services Procurement Statement 2026–27, kwiecień 2026. https://dso.nationalgrid.co.uk/resource-centre/publications--library
4. National Grid DSO, Distribution Network Options Assessment Methodology, 2026; dokumentacja Common Evaluation Methodology (CEM). https://dso.nationalgrid.co.uk/resource-centre/publications-library
5. ACER, Recommendation No 01/2026 on NRAs' Reporting on Barriers to Non-Fossil Flexibility, 20.03.2026. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations/ACER-Recommendation-01-2026-NRAs-reporting-barriers-to-flexibility.pdf
6. CEER, NRAs' Approach to DSO Flexibility Procurement: Justifications for Derogations from Article 32, 07.11.2025. https://www.ceer.eu/publication/nras-approach-to-dso-flexibility-procurement-justifications-for-derogations-from-article-32/
7. ACER, Decision No 05/2025: Flexibility Needs Assessment Methodology, 28.07.2025. https://www.acer.europa.eu/flexibility
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r., w szczególności art. 32.
9. ACER i CEER, Guidance on Electricity Distribution Network Planning, lipiec 2025. https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/07/ACER-CEER-electricity-distribution-network-planning-guidance-2025.pdf
10. TAURON Dystrybucja, Usługi elastyczności (zasady, kwalifikacja, postępowania i aktywacja usług), https://www.tauron--dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/uslugi-elastycznosci; Mapa zapotrzebowania na zwiększenie elastyczności sieci, https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/uslugi-elastycznosci/zwiekszenie-elastycznosci-sieci.
11. Energa-Operator, Energa Operator zakupi usługi elastyczności, maj 2026, https://energa-operator.pl/aktualnosci/869683/energa-operator-zakupi-uslugi-elastycznosci.
12. Enea Operator, Elastyczność – materiały dotyczące IDC i IRB, https://www.operator.enea.pl/uslugi-dystrybucyjne/elastycznosc; Interwencyjna Regulacja Mocy Biernej (IRB), prezentacja, 24.09.2025, https://www.operator.enea.pl/media/2719/enea-operatoruslugairbwebinarprezentacja24092025pdf.pdf.
13. Stoen Operator, Magazyny energii w czynnej sieci dystrybucyjnej – praktyczne kulisy miejskiej transformacji, 30.04.2026, https://www.stoen.pl/pl/biuro-prasowe/magazyny-energii--w-czynnej-sieci-dystrybucyjnej-praktyczne-kulisy-miejskiej-transformacji.
14. Centrum Transformacji Energetycznej, Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, Rynek usług elastyczności w Polsce. Stan obecny, perspektywy rozwoju i rekomendacje, raport, 2026.
15. TGE i NODES, TGE i NODES rozpoczynają pilotaż platformy obrotu usługami elastyczności, komunikat prasowy, PAP MediaRoom, 30.09.2026, https://www.pap.pl/mediaroom/tge-i-nodes-rozpoczynaja-pilotaz-platformy-obrotu-uslugami-elastycznosci.
16. SP Electricity North West, Distribution Flexibility Services Procurement Report, maj 2026, https://www.enwl.co.uk/globalassets/future-energy/flexibility-hub/document-library/ofgem-dfp-reporting/distribution-flexibility-services-procurement-report-2026.pdf
17. E-REDES, Programa FIRMe: já são conhecidos os resultados do 2.º leilão, 25.11.2025. https://www.e-redes.pt/pt-pt/noticias/2025/11/25/programa-firme-ja-sao-conhecidos-os-resultados-do-2o-leilao.

» Stoen Operator

Innowacje zaczynają się od potrzeb

Transformacja energetyczna wymaga nie tylko inwestycji w infrastrukturę, ale także wdrażania nowych technologii i modeli działania. W raporcie „Best Practices w zarządzaniu innowacjami" Stoen Operator przedstawia swój model tworzenia i wdrażania innowacji wspierających rozwój nowoczesnej sieci elektroenergetycznej.

Proces obejmuje identyfikację potrzeb, zgłoszenie pomysłu, ocenę projektu oraz jego wdrożenie. Źródłem nowych rozwiązań są potrzeby biznesowe i technologiczne, wyzwania transformacji energetycznej, a także inicjatywy pracowników, ekspertów i zespołów badawczo-rozwojowych.

Projekty oceniane są m.in. pod kątem zgodności ze strategią firmy, wartości biznesowej, możliwości skalowania, wpływu na klientów i środowisko oraz dostępności finansowania. Za koordynację procesu odpowiada zespół B+R+I, natomiast kluczową rolę odgrywają jednostki biznesowe, które definiują potrzeby i wykorzystują efekty wdrożeń w codziennej działalności.

Istotnym elementem działań Stoen Operator jest współpraca z operatorami sieci, uczelniami, instytutami badawczymi i dostawcami technologii. Tworzone partnerstwa pozwalają szybciej rozwijać i testować nowe rozwiązania, ograniczać ryzyko technologiczne oraz sprawniej wdrażać innowacje.

Po wdrożeniu projekty są monitorowane pod kątem ich wpływu m.in. na liczbę awarii, straty sieciowe, efektywność pracy oraz wskaźniki niezawodności dostaw energii SAIDI i SAIFI. Ważnym źródłem innowacji są również pracownicy, którzy zgłaszają pomysły usprawnień w ramach programu Transformersi.

Doświadczenia Stoen Operator pokazują, że innowacje są stałym elementem zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym i wspierają budowę inteligentnej, elastycznej oraz odpornej na wyzwania przyszłości infrastruktury energetycznej.. ■

» Energa-Operator

W europejskich organizacjach

Przedstawiciele Energa-Operator zostali wybrani do władz dwóch najważniejszych europejskich organizacji zrzeszających operatorów systemów dystrybucyjnych. Prezes spółki Robert Świerzyński objął funkcję wiceprezesa E.DSO, natomiast wiceprezes Karolina Lipińska została członkiem Rady Dyrektorów EU DSO Entity. To potwierdzenie rosnącej roli polskich operatorów w kształtowaniu przyszłości europejskiej energetyki.

E.DSO reprezentuje największych operatorów sieci dystrybucyjnych w Europie, a EU DSO Entity koordynuje współpracę operatorów na poziomie Unii Europejskiej i uczestniczy w tworzeniu rozwiązań wspierających transformację energetyczną.

Nowe funkcje dają przedstawicielom Energa-Operator możliwość aktywnego udziału w pracach nad rozwojem nowoczesnych sieci elektroenergetycznych, zwiększaniem bezpieczeństwa dostaw energii oraz integracją odnawialnych źródeł energii. Istotnymi obszarami działań będą m.in. cyfryzacja i automatyzacja sieci, wykorzystanie danych z liczników zdalnego odczytu, wzmacnianie odporności



Zdjęcie: Energa-Operator

Robert Świerzyński i Karolina Lipińska objęli ważne finkcje w europejskich organizacjach

infrastruktury na zagrożenia techniczne, pogodowe i cybernetyczne oraz rozwój mechanizmów elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Ważnym elementem prac będzie również reprezentowanie doświadczeń operatorów z Europy Środkowo-Wschodniej i regionu Morza Bałtyckiego w europejskiej debacie energetycznej, a także wspieranie rozwoju kompetencji niezbędnych dla przyszłości sektora energetycznego.

Objęcie przez przedstawicieli Energa-Operator istotnych funkcji w europejskich organizacjach branżowych wzmacnia pozycję spółki i umożliwia aktywny udział w tworzeniu rozwiązań wspierających rozwój nowoczesnej, bezpiecznej i odpornej infrastruktury energetycznej. ■

» Enea Operator

Wzmocniona sieć energetyczna aglomeracji poznańskiej

Enea Operator zakończyła w aglomeracji poznańskiej strategiczne inwestycje sieciowe o łącznej wartości blisko 80 mln zł. Obejmowały one budowę Głównego Punktu Zasilającego (GPZ) Szczepankowo, rozbudowę linii wysokiego napięcia na odcinkach Kromolice-Nagradowice, Kromolice-Swarzędz i Kromolice-Gądki oraz budowę Rozdzielni Sieciowej Garaszewo.

W ramach projektów powstała nowoczesna stacja 110/15 kV wyposażona w dwa transformatory o mocy 25 MVA, ponad 21 km linii wysokiego napięcia, 22 km sieci kablowych średniego napięcia oraz dwusystemowa rozdzielnia 110 kV.

Inwestycje zwiększają bezpieczeństwo energetyczne południowo-wschodniej części Poznania i okolicznych gmin, poprawiają niezawodność dostaw energii oraz tworzą warunki do przyłączania nowych odbiorców i odnawialnych źródeł energii. Rozbudowana infrastruktura ma wspierać dalszy rozwój zabudowy mieszkaniowej, obszarów przemysłowych i centrów logistycznych.

Istotnym efektem przedsięwzięcia jest także wzmocnienie zasilania rejonu Gądek, jednego z kluczowych obszarów logistyczno-przemysłowych aglomeracji poznańskiej. Część inwestycji została zrealizowana przy wsparciu środków zewnętrznych, m.in. z Funduszu Spójności oraz Krajowego Planu Odbudowy.

Zrealizowane projekty są kolejnym elementem rozwoju nowoczesnej infrastruktury elektroenergetycznej, przygotowanej na rosnące potrzeby mieszkańców, przedsiębiorców i inwestorów w regionie Poznania. ■

» Enea Operator

Z nauką na rzecz transformacji energetycznej



ZDJĘCIE: Enea Operator

Enea Operator konsekwentnie rozwija współpracę z uczelniami technicznymi i instytutami badawczymi

Od 2014 roku Enea Operator konsekwentnie rozwija współpracę z uczelniami technicznymi i instytutami badawczymi, wykorzystując wiedzę naukową do rozwoju nowoczesnej sieci dystrybucyjnej. Partnerstwo wspiera transformację energetyczną, cyfryzację infrastruktury oraz wdrażanie nowych technologii, w tym rozwiązań opartych na sztucznej inteligencji.

Obecnie spółka współpracuje z czołowymi polskimi uczelniami i jednostkami badawczymi, m.in. AGH, Politechniką Wrocławską, Poznańską i Śląską, Uniwersytetem Zielonogórskim, Zachodniopomorskim Uniwersytetem Technologicznym, Instytutem Energetyki, Poznańskim Centrum Superkomputerowo-Sieciowym oraz Siecią Badawczą Łukasiewicz. W 2026 roku grono partnerów powiększyło się o Politechnikę Śląską i Politechnikę Gdańską.

Wspólne działania obejmują m.in. rozwój i cyfryzację sieci elektroenergetycznej, automatykę i systemy sterowania, magazynowanie energii, mechanizmy elastyczności, nowoczesne technologie komunikacyjne, zaawansowane układy pomiarowe oraz wykorzystanie sztucznej inteligencji. Partnerzy naukowi przygotowują również analizy, ekspertyzy i modele wspierające rozwój infrastruktury oraz ocenę nowych technologii.

Szczególne znaczenie zyskują obecnie projekty związane z zastosowaniem algorytmów AI w procesach technicznych i biznesowych operatora. Ich celem jest ocena możliwości wykorzystania sztucznej inteligencji w codziennym funkcjonowaniu spółki.

Współpraca nauki i biznesu zapewnia Enei Operator dostęp do specjalistycznej wiedzy, wspiera podejmowanie decyzji inwestycyjnych, rozwój kompetencji pracowników oraz wdrażanie innowacyjnych rozwiązań. Dzięki połączeniu potencjału badawczego z doświadczeniem operatora nowe pomysły mogą szybciej przechodzić od etapu koncepcji do praktycznego zastosowania w sieci dystrybucyjnej.. ■

» TAURON Dystrybucja

Wsparcie społeczności energetycznych

TAURON Dystrybucja i Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Opolu podpisały porozumienie dotyczące rozwoju społeczności energetycznych. Współpraca ma wspierać samorządy we wdrażaniu nowoczesnych rozwiązań energetycznych, zwiększających bezpieczeństwo energetyczne oraz wspierających transformację energetyczną regionu.

Partnerzy będą pomagać samorządom w efektywnym wykorzystaniu lokalnych źródeł energii oraz prowadzić działania edukacyjne i informacyjne związane z funkcjonowaniem społeczności energetycznych. Rozwój takich inicjatyw sprzyja zwiększeniu autokonsumpcji energii, lokalnemu bilansowaniu produkcji i zużycia oraz wzmacnianiu odporności energetycznej gmin. Jednocześnie umożliwia mieszkańcom, samorządom i przedsiębiorcom aktywny udział w produkcji i wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych.

Porozumienie ma ułatwić samorządom dostęp do wiedzy i dobrych praktyk, wspierając rozwój społeczności energetycznych w województwie opolskim. To kolejny etap działań TAURON Dystrybucji w obszarze energetyki obywatelskiej. Po projektach realizowanych na Dolnym Śląsku i w Małopolsce, gdzie 16 gmin tworzy obecnie 10 społeczności energetycznych, spółka rozszerza współpracę także na województwo opolskie.

Celem przedsięwzięcia jest lepsze wykorzystanie potencjału odnawialnych źródeł energii, zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz współpraca między samorządami i instytucjami zaangażowanymi w transformację energetyczną. ■

» Energa-Operator

Nowe zasady przyłączania biogazowni

Wraz z wejściem w życie zmian w Prawie energetycznym Energa-Operator rozpoczęła stosowanie nowych zasad przyłączania biogazowni do sieci elektroenergetycznej. Rozwiązania uwzględniają specyfikę tych instalacji, które jako sterowalne i przewidywalne źródła odnawialne mogą wspierać stabilną pracę systemu elektroenergetycznego.

Nowe przepisy umożliwiają przyłączenie biogazowni także w sytuacjach, gdy sieć nie pozwala na oddawanie pełnej mocy przez całą dobę. Inwestorzy mogą dołączyć do wniosku o przyłączenie deklarację bezwarunkowego ograniczania mocy wprowadzanej do sieci w okresie od marca do września, zgodnie z harmonogramem uzgodnionym z operatorem.

Jeżeli pełna moc przyłączeniowa nie może zostać zapewniona ze względów technicznych lub ekonomicznych, analiza możliwości przyłączenia będzie uwzględniała również uzgodniony harmonogram pracy instalacji. Musi on gwarantować możliwość wprowadzania energii z pełną mocą przez co najmniej 14 godzin na dobę.

Operator podkreśla, że poza ustalonymi godzinami wytwórca może wprowadzać energię do sieci tylko wtedy, gdy pozwalają na to warunki jej pracy. Nie oznacza to jednak gwarancji odbioru energii, a każdorazowo wymaga uzgodnienia z operatorem.

Nowelizacja przewiduje również możliwość zmiany wcześniej wydanych warunków przyłączenia, m.in. poprzez zwiększenie mocy przyłączeniowej lub wydłużenie czasu pracy z pełną mocą. Wymaga to jednak złożenia odpowiedniego wniosku oraz przeprowadzenia analizy technicznej.

Nowe rozwiązania mają ułatwić rozwój biogazowni i lepiej wykorzystać ich potencjał jako stabilnych źródeł energii odnawialnej, wspierających bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. ■

» Energa-Operator

MocneStrefy.pl 2.0 pomoże inwestorom

Energa-Operator uruchomiła rozbudowaną wersję platformy MocneStrefy.pl. Serwis został wzbogacony o mapę dla wytwórców energii, która pozwala wstępnie ocenić możliwości przyłączenia nowych źródeł energii w latach 2026-2031, oraz o integrację z bazą terenów inwestycyjnych Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu (PAIH).

Nowy moduł ma wspierać inwestorów planujących budowę m.in. farm wiatrowych, instalacji fotowoltaicznych i innych źródeł wytwórczych. Użytkownicy mogą sprawdzić potencjalne możliwości przyłączeniowe w wybranych lokalizacjach oraz liczbę wniosków o przyłączenie rozpatrywanych w danym obszarze, co pomaga na wczesnym etapie ocenić potencjał inwestycji.

Energa-Operator podkreśla, że prezentowane dane mają charakter orientacyjny i nie stanowią gwarancji uzyskania warunków przyłączenia. Każdy projekt będzie nadal podlegał indywidualnej ocenie technicznej i ekonomicznej.

Drugą nowością jest połączenie platformy z bazą terenów inwestycyjnych PAIH. Dzięki temu przedsiębiorcy mogą analizować potencjalne lokalizacje nie tylko pod kątem dostępności energii, lecz także parametrów sieci, przewidywanego czasu realizacji przyłączenia, poziomu pewności zasilania oraz udziału energii odnawialnej w danym obszarze.

Platforma łączy również informacje o infrastrukturze transportowej i otoczeniu biznesowym, obejmujące m.in. sieć dróg i kolei, porty, lotniska, dane dotyczące rynku pracy, wynagrodzeń, uczelni wyższych oraz specjalnych stref ekonomicznych.

Rozszerzenie funkcjonalności sprawia, że MocneStrefy.pl staje się narzędziem wspierającym decyzje lokalizacyjne zarówno odbiorców energii, jak i inwestorów planujących budowę nowych źródeł wytwórczych. Od uruchomienia pierwszej wersji portal odwiedziło ponad 4,8 tys. użytkowników z Polski i zagranicy. ■

» PGE Dystrybucja

Współpraca z WAT



Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Celem współpracy PGE Dystrybucja z Wojskową Akademią Techniczną jest rozwój nowoczesnych rozwiązań w infrastrukturze elektroenergetycznej

PGE Dystrybucja podpisała porozumienie o współpracy z Wojskową Akademią Techniczną im. Jarosława Dąbrowskiego. Celem partnerstwa jest połączenie doświadczeń sektora energetycznego z potencjałem naukowo-badawczym uczelni w zakresie rozwoju nowoczesnych rozwiązań zwiększających bezpieczeństwo infrastruktury elektroenergetycznej.

Współpraca obejmie m.in. opracowywanie koncepcji zabezpieczeń pasywnych i aktywnych dla stacji oraz sieci elektroenergetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem zagrożeń militarnych. Partnerzy będą także rozwijać rozwiązania z zakresu cyberbezpieczeństwa oraz realizować wspólne projekty badawczo-rozwojowe.

Porozumienie zakłada również wymianę wiedzy i doświadczeń, przygotowywanie ekspertyz, prowadzenie konsultacji technicznych oraz organizację szkoleń, kursów, konferencji, praktyk i staży. W dalszej perspektywie współpraca ma umożliwić wdrażanie i komercjalizację rezultatów wspólnych prac.

Celem inicjatywy jest zwiększenie odporności infrastruktury sieciowej, rozwój cyberbezpieczeństwa oraz wzmocnienie ochrony ciągłości dostaw energii elektrycznej. Działania te wpisują się w strategię PGE Dystrybucja związaną z bezpieczeństwem energetycznym i ochroną infrastruktury krytycznej.

PGE Dystrybucja obsługuje blisko 6 mln odbiorców na obszarze około 131 tys. km^2, zarządzając siecią liczącą ponad 304 tys. km linii elektroenergetycznych oraz około 100 tys. stacji transformatorowych, w tym blisko 490 Głównych Punktów Zasilających. ■

» Stoen Operator

Czy retro ma sens?

Stoen Operator uczestniczy w międzynarodowym projekcie badawczym RetroTrafo, którego celem jest sprawdzenie możliwości modernizacji i wydłużenia eksploatacji transformatorów energetycznych. Projekt realizowany jest we współpracy z Politechniką Śląską oraz partnerami z wielu krajów.

Do badań wybrano transformator o mocy 160 kVA, wyprodukowany w 1979 roku. W ramach projektu olej mineralny zostanie zastąpiony naturalnym estrem, a eksperci ocenią wpływ tej zmiany na parametry pracy urządzenia.

Badania mają pokazać, czy tzw. retrofilling może być skutecznym sposobem na wydłużenie żywotności istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej. Zamiast wymiany urządzeń na nowe, operatorzy mogliby w wybranych przypadkach wykorzystać procesy modernizacyjne pozwalające na dalszą, bezpieczną eksploatację transformatorów.

Wyniki projektu pomogą ocenić potencjał tej technologii oraz możliwości jej wykorzystania w zarządzaniu majątkiem sieciowym w warunkach transformacji energetycznej. ■

» Energa-Operator

Technologie dla inteligentnych sieci



Zdjęcie: Energa-Operator

Instytut Łączności – Państwowy Instytut Badawczy oraz Energa-Operator podpisały porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju nowoczesnych technologii

Instytut Łączności – Państwowy Instytut Badawczy oraz Energa-Operator podpisały porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju nowoczesnych technologii wspierających cyfrową transformację energetyki. Partnerstwo koncentruje się na rozwiązaniach zwiększających bezpieczeństwo, niezawodność i odporność infrastruktury elektroenergetycznej.

Zakres współpracy obejmuje m.in. rozwój prywatnych sieci 5G, technologii komunikacji satelitarnej, cyberbezpieczeństwa, inteligentnych systemów zarządzania siecią, rozwiązań dla liczników zdalnego odczytu oraz bezpiecznej wymiany danych między uczestnikami rynku energii.

Wspólne działania mają wspierać rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych, zdolnych do integracji rosnącej liczby odnawialnych źródeł energii, magazynów energii oraz nowych usług energetycznych. Partnerzy planują również rozwój systemów klasy ADMS, rozwiązań AMI, technologii synchronizacji czasu oraz systemów zdalnego sterowania urządzeniami elektroenergetycznymi.

Porozumienie obejmuje także realizację projektów badawczo-rozwojowych, pilotaży i testów nowych technologii związanych z interoperacyjnością systemów, cyberbezpieczeństwem oraz odpornością infrastruktury krytyczne. ■

» Stoen Operator

Współpraca z uczelniami technicznymi

Stoen Operator kontynuuje współpracę z warszawskimi uczelniami technicznymi, łącząc wiedzę akademicką z praktycznymi wyzwaniami związanymi z zarządzaniem siecią elektroenergetyczną stolicy.

Podczas inauguracji roku akademickiego na Wojskowej Akademii Technicznej spółka wyróżniła najlepszą pracę dyplomową. Nagrodę otrzymał Wojciech Przychodzki za projekt stanowiska dydaktycznego do badania generatora Marxa. Opracowana metodyka badań może wspierać rozwój technologii wysokich napięć, istotnych dla operatorów systemów dystrybucyjnych.

Równolegle Stoen Operator realizuje szereg inicjatyw z Politechniką Warszawską. Współpraca obejmuje organizację warsztatów dotyczących planowania sieci i odnawialnych źródeł energii, realizację projektów badawczych, w tym analiz procesów zgodnych z normą ISO 55001, a także rozwój pilotażowej instalacji wytwarzania i magazynowania energii na kampusie uczelni.

Studenci mogą również zdobywać doświadczenie zawodowe w ramach programu „Z energią na staż", poznając funkcjonowanie nowoczesnego operatora systemu dystrybucyjnego i uczestnicząc w realizacji rzeczywistych projektów.

Współpraca z uczelniami pozwala spółce korzystać z nowych pomysłów i kompetencji przyszłych specjalistów, a studentom daje możliwość praktycznego zastosowania wiedzy oraz zdobywania doświadczeń w sektorze energetycznym. ■

» Enea Operator

Aparatura dla inwestycji sieciowych

Enea Operator podpisała umowy ramowe na dostawy odłączników wysokiego napięcia 123 kV. Spółka planuje zakup 330 urządzeń o łącznej wartości około 20 mln zł. Zakup jest elementem programu inwestycyjnego Enei Operator realizowanego w odpowiedzi na rosnące potrzeby rozwoju sieci i wyzwania związane z transformacją energetyczną. Enea Operator przejmuje odpowiedzialność za zakup specjalistycznej aparatury, co ma ułatwić prowadzenie projektów, zwiększyć dostępność kluczowych urządzeń oraz zapewnić większą kontrolę nad jakością dostarczanego sprzętu. Działania te wspierają realizację programu inwestycyjnego Enei Operator, którego wartość w 2026 roku przekracza 3,2 mld zł. ■

Energetyczna edukacja seniorów

Blisko 700 osób wzięło udział w programie „Enea Operator dla pokoleń". Inicjatywa pod hasłem „Seniorze, bądź bezpiecznym i energooszczędnym konsumentem" ma pomóc osobom starszym w bezpiecznym korzystaniu z energii elektrycznej, ochronie przed oszustwami oraz świadomym zarządzaniu domowym budżetem.

Program realizowano już m.in. w Swarzędzu, Bydgoszczy, Rokietnicy, Gorzowie Wielkopolskim i Sulechowie. Uczestnicy otrzymywali praktyczne materiały edukacyjne oraz drobne upominki, takie jak elementy odblaskowe. W wybranych lokalizacjach w spotkaniach uczestniczyli także specjaliści ds. bezpieczeństwa konsumenckiego, przedstawiciele służb oraz ratownicy.

Program „Enea Operator dla pokoleń" wspiera edukację różnych grup wiekowych i rozwija współpracę z lokalnymi organizacjami. Spółka zachęca Kluby Seniora, Uniwersytety Trzeciego Wieku i organizacje działające na rzecz osób starszych do angażowania się w inicjatywy promujące bezpieczne i świadome korzystanie z energii. ■

» PGE Dystrybucja

108 mln zł na rozwój inteligentnych sieci w Lubelskiem

PGE Dystrybucja podpisała umowy o dofinansowanie projektu „Budowa i modernizacja inteligentnej sieci elektroenergetycznej na terenie Oddziału Lublin" w ramach programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021-2027 (FEnIKS). Wartość przyznanego wsparcia wynosi blisko 108 mln zł.

Projekt obejmuje realizację siedmiu inwestycji na terenie województwa lubelskiego. Wśród nich znalazły się budowa linii 110 kV Kock-Michów, przebudowa linii 110 kV Dęblin-Ryki, rozbudowa i modernizacja trzech stacji elektroenergetycznych oraz wymiana transformatorów 110/SN. Inwestycje zwiększą niezawodność dostaw energii oraz możliwości przyłączania nowych odbiorców.

W ramach przedsięwzięcia zostanie również wdrożony system zarządzania siecią dystrybucyjną CZSE (SCADA), który pozwoli na skuteczniejsze monitorowanie i sterowanie pracą infrastruktury. Dzięki temu możliwe będzie szybsze reagowanie na zakłócenia i skrócenie czasu nieplanowanych przerw w dostawach energii.

Prace budowlane i wdrożeniowe potrwają do końca 2029 roku.

Realizacja projektu przyczyni się do zwiększenia możliwości przyłączania odnawialnych źródeł energii, poprawy niezawodności dostaw oraz ograniczenia strat technicznych w sieci. Inwestycje wesprą także rozwój elektromobilności, transportu zeroemisyjnego oraz społeczności energetycznych, takich jak klastry i spółdzielnie energetyczne.

Z efektów projektu skorzystają mieszkańcy, przedsiębiorcy oraz instytucje z województwa lubelskiego, szczególnie z obszaru gmin Lublin, Kock, Jeziorzany, Michów, Dęblin, Stężyca i Ryki. ■

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska

» PGE Dystrybucja

Ćwiczenia AMPER 2026

Na terenie oddziału PGE Dystrybucja w Skarżysku-Kamiennej przeprowadzono ćwiczenia reagowania kryzysowego AMPER 2026. Ich celem było sprawdzenie procedur współpracy energetyków oraz służb odpowiedzialnych za bezpieczeństwo i reagowanie w sytuacjach zagrożenia infrastruktury krytycznej.

W ćwiczeniach uczestniczyli m.in. przedstawiciele Wojsk Obrony Terytorialnej, Państwowej Straży Pożarnej, Policji, Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego oraz samorządów. Pierwszy dzień poświęcono omówieniu procedur i wymianie doświadczeń związanych z działaniami w sytuacjach kryzysowych oraz przywracaniem zasilania po awariach sieci elektroenergetycznej.

Drugiego dnia przeprowadzono praktyczny sprawdzian współpracy służb podczas symulowanego ataku na infrastrukturę elektroenergetyczną. Scenariusz obejmował m.in. atak na Główny Punkt Zasilający, porwanie pracownika ochrony, zagrożenie skażeniem chemicznym oraz zakłócenia w zasilaniu szpitala. W działania zaangażowane były wyspecjalizowane jednostki policji, straży pożarnej, służby ochrony kolei oraz Wojska Obrony Terytorialnej.



Zdjęcie: PGE Dystrybucja

W Skarżysku-Kamiennej przeprowadzono ćwiczenia reagowania kryzysowego AMPER 2026

W ramach ćwiczeń energetycy skierowali agregaty prądotwórcze do szpitala, zapewniając ciągłość jego działania, a przywrócenie pracy uszkodzonej sieci wsparła Kontenerowa Elektrownia Polowa podłączona przez żołnierzy WOT.

Ćwiczenia pozwoliły zweryfikować obowiązujące procedury, sprawdzić skuteczność współpracy między służbami oraz wskazać obszary wymagające dalszego doskonalenia. Ich celem było zwiększenie bezpieczeństwa infrastruktury elektroenergetycznej i zapewnienie niezawodności dostaw energii dla odbiorców. ■

» Enea Operator

Fundusze na rozwój inteligentnych sieci

Podpisano trzy umowy o dofinansowanie projektów Enei Operator związanych z rozwojem inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Łączna wartość wsparcia z programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FEnIKS) przekracza 143 mln zł.

Dofinansowanie zostanie przeznaczone na modernizację i rozbudowę infrastruktury elektroenergetycznej w województwach kujawsko-pomorskim, wielkopolskim i zachodniopomorskim. Projekty obejmują modernizację stacji elektroenergetycznych, rozdzielni sieciowych oraz wymianę transformatorów, a także budowę nowych elementów sieci wysokiego napięcia.

Wsparcie otrzymały trzy inwestycje: modernizacja stacji Kruszwica, Marulewska oraz rozdzielni Sadłogoszcz i Mątwy (36,5 mln zł), modernizacja stacji Naramowice, Miłosław, Ujście i Wałcz Północ (69,5 mln zł) oraz budowa rozdzielni sieciowej Świekatowo wraz z powiązaniami sieciowymi i modernizacją GPZ Koronowo (ponad 37 mln zł).

Realizacja projektów poprawi stan techniczny infrastruktury oraz umożliwi wdrożenie inteligentnych funkcji zarządzania siecią (smart grid). Dzięki temu zwiększy się niezawodność dostaw energii, ograniczone zostaną straty sieciowe oraz emisje gazów cieplarnianych.

Zmodernizowana infrastruktura zwiększy również możliwości przyłączania odnawialnych źródeł energii, wspierając dalszy rozwój transformacji energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego regionów objętych inwestycjami. ■

Działania PTPiREE w obszarze regulacji prawnych we wrześniu 2026 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Projekty i zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą o OZE	• Pismo ME z prośbą o przedstawienie informacji na temat pierwszych efektów wdrożenia UC84 – w związku z interpelacją Posłanki Gabrieli Lenartowicz nr 19391 • Interpelacja poselska nr 19391 – w sprawie funkcjonowania tzw. ustawy sieciowej (UC84) • Korespondencja do ME – informacje PTPiREE dot. pierwszych efektów wdrożenia UC84 (dot. interpelacji nr 19391) – 30.09 • Korespondencja do MAP – dot. wdrożenia CSIRE – 9.09 • Ustawa z dnia 18 września 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – przekazana Prezydentowi do podpisu • Ustawa z dnia 4 września 2026 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw – przekazana Prezydentowi do podpisu
2.	Projekt nowelizacji rozporządzenia ME ws. systemu pomiarowego	• Pismo ME z zaproszeniem do udziału w konsultacjach projektu nowelizacji rozporządzenia pomiarowego – 7.09 • Projekt rozporządzenia Ministra Energii zmieniającego rozporządzenie w sprawie systemu pomiarowego (nr 34 w Wykazie prac legislacyjnych ME) – wersja oznaczona 4.09 • Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla LZO – zał. nr 1 do rozporządzenia • Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla analizatorów jakości energii elektrycznej – zał. nr 2 do rozporządzenia • Minimalne wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej dla LZO – zał. nr 3 do rozporządzenia • Uzasadnienie do projektu nowelizacji rozporządzenia pomiarowego • OSR do projektu nowelizacji rozporządzenia pomiarowego • Stanowisko/uwagi PTPiREE do projektu rozporządzenia ME zmieniającego rozporządzenie w sprawie systemu pomiarowego – 21.09
3.	Projekt rozporządzenia ME ws. procesów rynku energii	• Pismo ME z zaproszeniem do udziału w konsultacjach projektu rozporządzenia ws. procesów rynku energii – 11.09 • Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie procesów rynku energii (nr 35 w Wykazie prac legislacyjnych ME) – 9.09 • Uzasadnienie do projektu rozporządzenia • OSR do projektu rozporządzenia
4.	Zagadnienia taryfowe	• Projekt rozporządzenia w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną – wersja do podpisu • Uzasadnienie – projekt RT • OSR – projekt RT • Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2026 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną – Dz.U. z 4 września 2026 r., poz. 1182 • Pismo do MFiG, MAP, ME – dot. wpływu projektów UD457 i UD459 na działalność OSD – 23.09 • Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (UD457) – 9.09 • Uzasadnienie projektu UD457 • OSR do projektu UD457 • Stanowisko/uwagi PTPiREE do projektu UD457 – 29.09
5.	Propozycja legislacyjna – usługi elastyczności na TGE	• Propozycje przepisów do ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych mających umożliwić TGE prowadzenie obrotu usługami elastyczności – propozycja TGE przesłana do konsultacji przez ME – 24.09
6.	Zespół przy ME ds. usprawnienia procesów inwestycyjnych w sektorze energetycznym	• Zarządzenie Ministra Energii z dnia 7 września 2026 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw usprawnienia procesów inwestycyjnych w sektorze energetycznym – Dziennik Urzędowy ME, poz. 2 – 23.09 • Formularz dot. usprawnień – 10 postulatów OSD/PTPiREE w zakresie zmian obowiązujących aktów prawnych, w tym propozycję specustawy OSD • Formularz dot. inwestycji – 5 inwestycji, które wg OSD/PTPiREE mają kluczowe znaczenie dla transformacji energetycznej Polski – 23.09

1. Projekty i zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą o OZE

W związku z wątpliwościami interpretacyjnymi wynikającymi z przepisów przejściowych znowelizowanej w marcu br. ustawy – Prawo energetyczne („UC84") w odniesieniu do inwestycji związanych z procesem przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, Operatorzy opublikowali zaktualizowane komunikaty i wykładnię w celu przyjęcia jednolitego podejścia Ponadto indywidualnie – jako OSD – i w ramach PTPiREE komunikowali się z inwestorami w zakresie wyjaśnień dot. dostosowania postanowień umów o przyłączenie do sieci. Ponadto, na prośbę ME przekazano stanowisko PTPiREE/OSD dot. pierwszych efektów wdrożenia ustawy sieciowej oraz jej wpływu na proces przyłączania źródeł do sieci – w związku z interpelacją poselską nr 19391.

15 września Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw /UD446/. Na etapie prac parlamentarnych – w posiedzeniach komisji – uczestniczyli przedstawiciele PTPiREE. Sejm uchwalił rządową ustawę 18 września, Senat przyjął ją

bez poprawek 24 września, następnie została przekazana Prezydentowi do podpisu. Regulacja ma na celu zwiększenie bezpieczeństwa i efektywności funkcjonowania rynku energii elektrycznej, porządkując zasady działania centralnego systemu informacji rynku energii, ułatwiając rozliczenia w przypadku problemów z systemami informatycznymi oraz wzmacniając obowiązki dot. przekazywania danych potrzebnych do bezpiecznego zarządzania siecią. Wprowadzono także zmiany dot. rozliczeń związanych z ograniczeniami w poborze energii i uporządkowanie zasad dot. LZO. Ustawa wprowadziła także okres przejściowy dot. wdrażania CSIRE, w którym przewidziano możliwość odstąpienia przez Prezesa URE od nałożenia kar na podmioty, które z przyczyn technicznych lub organizacyjnych nie wdrożą obowiązków związanych z CSIRE w pierwotnym terminie, pod warunkiem zakończenia procesu integracji najpóźniej do 19 kwietnia 2028 r. To zmiana kierunkowo zbieżna z postulatem Sektorowego Komitetu Sterującego CSIRE, który – w oparciu o status prac projektowo-wdrożeniowych i wykonane przez Użytkowników profesjonalnych testy oceniające gotowość systemu CSIRE do obsługi pełnej puli PPE, kierując się kryterium zapewnienia bezpiecznej realizacji procesów i poprawnej obsługi odbiorców zdecydował o konieczności zmiany planowanej na 19 października 2026 r. integracji z systemem CSIRE i rozpoczęcia obsługi poprzez ten system w terminie późniejszym.

Podczas pierwszego powakacyjnego wrześniowego posiedzenia, 4 września Sejm uchwalił ustawę o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw /UD332/. 24 września Senat przyjął ustawę bez poprawek, która następnie została przekazana Prezydentowi do podpisu.

Nowelizacja autorstwa Ministerstwa Klimatu i Środowiska wprowadza aukcyjny system wsparcia dla instalacji produkujących biometan o mocy powyżej 1 MW. Określa też zasady funkcjonowania gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Inny obszar objęty nowelizacją to rozwiązania porządkujące proces przygotowania inwestycji w OZE. Doprecyzowano zasady lokalizowania lądowych farm wiatrowych również na podstawie zintegrowanego planu inwestycyjnego. Ujednolicono także zasady konsultacji społecznych z przepisami dotyczącymi planowania przestrzennego. Regulacja wprowadziła też zmiany ułatwiające wykorzystywanie magazynów energii przez prosumentów (zmiana dot. sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii) oraz mające na celu usprawnić funkcjonowanie spółdzielni energetycznych, przede wszystkim dot. udostępniania danych pomiarowych oraz współpracy ze sprzedawcami energii. Przewidziano również zmiany w systemach wsparcia dla OZE.

2. Projekt rozporządzenia Ministra Energii zmieniającego rozporządzenie w sprawie systemu pomiarowego

W pierwszej połowie września do konsultacji publicznych skierowano projekt rozporządzenia Ministra Energii zmieniającego rozporządzenie w sprawie systemu pomiarowego (nr 34 w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Energii). Projektowane zmiany mają charakter doprecyzowujący, porządkujący i techniczny, a ich celem jest zwiększenie przejrzystości regulacji, zapewnienie jednolitego stosowania przepisów oraz dostosowanie wymagań dotyczących systemu pomiarowego do aktualnych i przyszłych rozwiązań technicznych wykorzystywanych w sektorze elektroenergetycznym. Regulacja ma przyczynić się do zwiększenia efektywności funkcjonowania systemów pomiarowych, poprawy jakości danych pomiarowych oraz zapewnienia niezawodnej realizacji procesów związanych z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej.

Wśród projektowanych zmian znalazły się zmiany w definicjach (m.in. wprowadzenie pojęć: analizator jakości energii elektrycznej z pomiarowym wejściem cyfrowym, licznik energii elektrycznej z pomiarowym wejściem cyfrowym, Samodzielny Moduł Łączący (SAMU), specjalne urządzenie pomiarowe). Ponadto zaproponowano doprecyzowanie przepisów w celu zapewnienia ciągłości działania systemu zdalnego odczytu; ujednolicenie wymagań w zakresie stosowanych klas dokładności przekładników prądowych; wskazanie urządzeń i instalacji, dla których instaluje się układy pomiarowo-rozliczeniowe, będące specjalnymi urządzeniami pomiarowymi; określenie funkcjonalności specjalnych urządzeń pomiarowych; doprecyzowanie przepisów dot. interpretacji wskaźnika skuteczności przekazywania poleceń z CSIRE za pośrednictwem systemu pomiarowego do liczników zdalnego odczytu; określenie właściwości funkcjonalnych i poprawności przetwarzania próbek prądów i napięć na wymagane wartości pomiarowe dla analizatorów jakości energii elektrycznej z pomiarowym wejściem cyfrowym; ograniczenie pozyskiwania nadmiarowych (tj. niewykorzystywanych do rozliczeń) danych; wskazanie wyłączeń, dla których nie stosuje się przepisów rozporządzenia w zakresie półpośrednich i pośrednich układów pomiarowo-rozliczeniowych.

W ramach konsultacji przekazano stanowisko PTPiREE. Szczegółowe uwagi dotyczyły m.in. doprecyzowania oraz uzupełnienia zapisów związanych z wskazaniem odpowiedzialności i właścicielstwa, m.in. w zakresie specjalnego urządzenia pomiarowego, wskazaniem podmiotów odpowiedzialnych za instalację, eksploatację, odczyt i walidację danych pomiarowych oraz przekazywanie danych do uprawnionego podmiotu, a także o uzupełnienia związane ze stosownych wymagań wynikających z rozporządzenia 2019/943.

3. Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie procesów rynku energii

W połowie września do 21-dniowych konsultacji publicznych skierowany został projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie procesów rynku energii (nr 35 w Wykazie prac legislacyjnych ME). Projektowana regulacja ma zastąpić rozporządzenie z 2022 r. i dostosować reguły funkcjonowania procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem CSIRE do aktualnego modelu rynku.

Rozporządzenie określa minimalne wymagania, skutki oraz zakres normatywny funkcjonowania CSIRE, koncentrując się na skutkach informacyjnych i rejestrowych związanych z przetwarzaniem danych w tym systemie, nie ingerując w stosunki cywilnoprawne między stronami.

Zgodnie z wyjaśnieniem projektodawcy przepisy doprecyzują dotychczasowe regulacje w obszarze:

1. katalogu procesów – poprzez jego aktualizację uwzględniającą zmiany przepisów;
2. przebiegu procesów realizowanych w ramach CSIRE;
3. reguł przekazywania informacji o umowach i danych pomiarowych – poprzez ich ujednolicenie;
4. reguł weryfikacji danych – obejmujących walidację techniczną i biznesową;

5. relacji między procesami, np. zależności między umowami a przypisaniami.

Zmiany obejmują m.in. wymianę informacji dotyczących bilansowania handlowego, spółdzielni energetycznych, produkcji energii z OZE oraz wyznaczania energii elektrycznej dla prosumentów wirtualnych i zbiorowych. Katalog definicji zostanie uzupełniony o pojęcia: „generalna umowa dystrybucji", „indywidualna umowa z POB", „umowa bilansowania handlowego" oraz „umowa bilansowania sprzedawcy".

Z perspektywy OSD istotne jest także rozszerzenie możliwości realizacji poleceń wyłączenia lub załączenia dostarczania energii elektrycznej o obsługę liczników zdalnego odczytu działających w trybie przedpłatowym. Projekt przewiduje również doprecyzowanie definicji charakterystyki punktu pomiarowego poprzez wyłączenie z jej zakresu informacji o wskaźnikach jakości dostawy energii elektrycznej oraz parametrach jakościowych energii elektrycznej. Szczegóły techniczne wymiany danych pozostaną określone w Standardach Wymiany Informacji CSIRE, stanowiących część instrukcji operatora informacji rynku energii. Projektowane rozwiązania będą analizowane pod kątem ich wpływu na procesy i systemy informatyczne OSD. Po analizie proponowanej regulacji stanowisko PTPiREE zostanie przekazane do resortu.

Planowany termin wydania rozporządzenia to I kwartał 2027 r.

4. Zagadnienia taryfowe

4 września br. w Dzienniku Ustaw opublikowane zostało Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2026 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Rozporządzenie zawiera nowe rozwiązania i mechanizmy, m.in. w zakresie tworzenia odrębnych grup taryfowych dla największych odbiorców, w których obowiązywać mają obniżone wartości składnika zmiennego i stałego stawki sieciowej. Korzystanie z nowych mechanizmów wymagać będzie spełnienia określonych warunków – kwalifikacja będzie się odbywać na wniosek odbiorcy z udokumentowaniem spełniania kryteriów formalnych i technicznych. Już w oparciu o przepisy nowego rozporządzenia rozpoczął się proces uzgadniania z Prezesem URE wniosków taryfowych OSD na rok 2027.

Ponadto, w korespondencji do trzech resortów, PTPiREE przekazało argumentację i wyliczenia wskazujące na wpływ na działalność OSD rozwiązań zawartych w projektach: UD457 (projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne) – zakładającym m.in. zniesienie górnego limitu opłaty koncesyjnej oraz 10-krotne zwiększenie wysokości współczynników do obliczania opłaty koncesyjnej) i UD459 (projekt ustawy o udzielaniu wsparcia na obniżenie cen energii dla przemysłu energochłonnego) – zakładającym podwyższenie stawki CIT dla podmiotów branży energetycznej.

PTPiREE uczestniczyło także w rozpoczętych 15 września konsultacjach publicznych projektu UD457. Przekazując szczegółowe uwagi do projektu, wyrażono zrozumienie potrzeby i celowości wdrożenia rozwiązań finansowych związanych z podwyższeniem opłat koncesyjnych, przedstawiono jednak propozycje optymalizujące wzrost tej opłaty dla OSD. Zaproponowano m.in. utrzymanie ustawowej górnej granicy opłaty koncesyjnej przy jednoczesnym dwukrotnym podwyższeniu jej wysokości, rozłożenie w czasie (ścieżka dojścia na kolejne kilka lat) wzrostu współczynnika opłaty koncesyjnej dla dystrybucji energii elektrycznej, a także przyjęcie rozwiązania przewidującego, że nowe zasady ustalania opłat koncesyjnych i przedkoncesyjnych będą stosowane wyłącznie do przychodów osiąganych po wejściu w życie ustawy albo od roku następującego po roku jej wejścia w życie.

5. Propozycja legislacyjna – usługi elastyczności na Towarowej Giełdzie Energii

W ramach roboczych uzgodnień – na prośbę ME – PTPiREE konsultowało propozycje zmian przepisów umożliwiających TGE prowadzenie obrotu usługami elastyczności. Odnosząc się do proponowanych zmian do ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, wskazano, że przedstawione propozycje nie budzą większych zastrzeżeń po stronie OSD, jako potencjalnych użytkowników platformy.

W stanowisku PTPiREE zaznaczono jednocześnie, że platforma usług infrastrukturalnych organizowana przez TGE nie powinna być w przyszłości jedyną platformą do zakupu usług elastyczności przez polskich OSD, a uczestnictwo w tej platformie powinno być dobrowolne, a nie obligatoryjne. Oznacza to, że zakup przez OSD usług elastyczności może odbywać się, wg wyboru OSD, w ramach innych platform lub poprzez zawieranie kontraktów poza zorganizowanym rynkiem (umowy dwustronne pomiędzy OSD a dostawcą usług elastyczności). Takie rozumienie intencji zostało potwierdzone przez ME.

6. Zespół przy ME ds. usprawnienia procesów inwestycyjnych w sektorze energetycznym

Na początku września br. Minister Energii powołał Zespół do spraw usprawnienia procesów inwestycyjnych w sektorze energetycznym. Celem to wsparcie działań resortu na rzecz przyspieszenia i uporządkowania procesów inwestycyjnych w tym sektorze, w szczególności poprzez:

1) identyfikację barier administracyjnych, prawnych i proceduralnych utrudniających lub wydłużających realizację inwestycji energetycznych;
2) wskazywanie kierunków zmian legislacyjnych i systemowych, które mogłyby sprzyjać skróceniu i usprawnieniu procesów inwestycyjnych, w tym procedur lokalizacyjnych, środowiskowych i przyłączeniowych;
3) przygotowywanie rekomendacji i rozwiązań organizacyjnych usprawniających współpracę międzyresortową oraz współpracę z jednostkami samorządu terytorialnego w zakresie inwestycji energetycznych.

Wśród kilkunastu stowarzyszeń i organizacji, które otrzymały zaproszenie do udziału w pracach Zespołu znalazło się PTPiREE. Podczas wrześniowego spotkania inauguracyjnego – jako punkt wyjścia do dalszych prac – uzgodniono zgłaszanie propozycji usprawnień oraz wskazanie kluczowych inwestycji w sektorze energetycznym, których te usprawnienia powinny dotyczyć w pierwszej kolejności.

PTPiREE przekazało wypełnione formularze dotyczące usprawnień legislacyjnych (10 postulatów w zakresie zmian obowiązujących aktów prawnych, w tym również propozycję nowej regulacji – specustawa dla OSD) oraz 5 inwestycji, które mają kluczowe znaczenie dla transformacji energetycznej Polski. Kontynuacja prac w miała miejsce w październiku.

Biuro PTPiREE
Poznań, październik 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.



Procesy rynku energii w Centralnym Systemie Informacji Rynku Energii

Opublikowany został projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie procesów rynku energii. Nowe rozporządzenie ma zastąpić regulację z 2022 r. i dostosować procesy Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) do aktualnego modelu rynku. Obejmuje wymianę informacji o bilansowaniu, danych spółdzielni energetycznych, produkcji OZE oraz wyznaczaniu energii elektrycznej dla prosumentów wirtualnych i zbiorowych. Rozporządzenie określa skutki informacyjne i rejestrowe. Zakres regulacji koncentruje się wyłącznie na skutkach informacyjnych i rejestrowych związanych z przetwarzaniem danych w CSIRE, nie ingerując w stosunki cywilnoprawne między stronami.

W projekcie rozporządzenia rozszerzony zostanie katalog definicji poprzez dodanie pojęć: „generalna umowa dystrybucji", „indywidualna umowa z POB", „umowa bilansowania handlowego" oraz „umowa bilansowania sprzedawcy". Doprecyzowano również definicję „charakterystyki punktu pomiarowego" przez wyłączenie z jej zakresu informacji o wskaźnikach jakości dostawy energii elektrycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej. Rozszerzenie katalogu definicji odzwierciedla objęcie regulacją zagadnień związanych z bilansowaniem handlowym oraz dodatkowymi relacjami umownymi funkcjonującymi w ramach rynku energii i CSIRE. Wprowadzono możliwości realizacji polecenia wyłączenia lub załączenia dostarczania energii elektrycznej na potrzeby obsługi licznika zdalnego odczytu działającego w trybie przedpłatowym. Dotychczas polecenia te mogły być realizowane wyłącznie w celu wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej, z uwzględnieniem sytuacji wystąpienia zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego państwa lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz do ograniczenia mocy w danym punkcie pomiarowym. Szczegóły techniczne wymiany danych pozostają w Standardach Wymiany Informacji CSIRE, stanowiących część instrukcji operatora informacji rynku energii. Dla sprzedawców, operatorów i podmiotów obsługujących prosumentów oznacza to potrzebę dostosowania przepływu danych oraz systemów rozliczeniowych.

Przeciwdziałanie awariom przemysłowym

Minister Klimatu i Środowiska przedstawił projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym w związku z podnoszeniem poziomu bezpieczeństwa i ochrony przed skutkami poważnych awarii przemysłowych. Projekt zmienia Prawo ochrony środowiska oraz ustawę o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Jego celem jest usunięcie niezgodności z dyrektywą Seveso III, doprecyzować system zapobiegania poważnym awariom i uporządkować związane z nim obowiązki oraz procedury.

Planowane zmiany obejmują także wskazanie właściwych organów Państwowej Straży Pożarnej w procesach planistycznych dotyczących zagrożeń awariami przemysłowymi oraz uspójnienie powiązanych regulacji. Wprowadza się m.in. definicję „bezpiecznej odległości", pod którą rozumie się minimalną odległość pomiędzy zewnętrzną granicą terenu zakładu stwarzającego zagrożenie wystąpienia poważnej awarii przemysłowej a obiektem budowlanym, zapewniającą utrzymanie zagrożeń dla ludzi lub środowiska na akceptowalnym poziomie. Przewidziano zasadę, że zakłady stwarzające zagrożenie wystąpienia poważnej awarii przemysłowej lokalizuje się, buduje się lub prowadzi na terenach zamkniętych lub na obszarach określanych w planach ogólnych gminy lub miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego lub w zintegrowanych planach inwestycyjnych jako tereny przeznaczone do działalności produkcyjnej, składowania i magazynowania, jeżeli te plany nie zawierają ograniczeń dotyczących tych zakładów.

Uproszczenie procedur związanych z pozwoleniami zintegrowanymi

Sejm przyjął 8 października 2026 r. przygotowaną przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska nowelizację Prawa ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw. Zmiany mają uprościć procedury związane z pozwoleniami zintegrowanymi, ograniczyć obciążenia administracyjne po stronie przedsiębiorców i urzędów oraz usprawnić prowadzenie kontroli środowiskowych. Jedną z najważniejszych zmian jest rezygnacja z obowiązku nadmiarowego analizowania przez urząd warunków pozwolenia zintegrowanego po opublikowaniu przez Komisję Europejską nowych konkluzji BAT. Określają one najlepsze dostępne techniki m.in. w zakresie ograniczania emisji i zużycia energii, a także związane z nimi poziomy emisji i wymagania dotyczące monitorowania. Zamiast dodatkowej analizy urząd w ciągu 60 dni poinformuje przedsiębiorcę o takich wymaganiach i wezwie go do złożenia wniosku o zmianę pozwolenia albo przedstawienia analizy potwierdzającej, że dostosowanie instalacji nie jest konieczne.

Rozwiązanie usprawni proces wydawania decyzji administracyjnych, pozostawiając prowadzącym instalacje więcej czasu na ich faktyczne dostosowanie do nowych wymagań.

Zasiedzenie służebności przesyłu wciąż analizowane przez sądy

Trybunał Konstytucyjny w wyroku z dnia 2 grudnia 2025 r. (sygn. P 10/16) uznał, że dotychczasowa praktyka polegająca na nabywaniu w drodze zasiedzenia przez przedsiębiorstwa przesyłowe tzw. służebności gruntowej odpowiadającej treści służebności przesyłu przed dniem 3 sierpnia 2008 r. bez formalnej decyzji wywłaszczeniowej jest niezgodna z Konstytucją RP. Skutki tego wyroku są wciąż analizowane przez sądy powszechne rozpatrujące sprawy dotyczące właścicieli sieci. W dniu 8 października 2026 r. do Sądu Najwyższego (sygn. akt III CZP 38/26) trafiło kolejne zagadnienie prawne dotyczące zasiedzenia służebności przesyłu o następującej treści:

(1) Czy przed wejściem w życie art. 305^1-305^4 k.c. było dopuszczalne nabycie w drodze zasiedzenia na rzecz przedsiębiorcy służebności gruntowej o treści odpowiadającej służebności przesyłu?
(2) Czy okres występowania na nieruchomości stanu faktycznego odpowiadającego treści służebności przesyłu przed wejściem w życie w art. 305^1-305^4 k.c. podlega doliczeniu do czasu posiadania wymaganego do zasiedzenia tej służebności?

Prawie równocześnie do Sądu Najwyższego skierowano jeszcze jedno istotne zagadnienie prawne (sygn. akt III CZP 36/26) z pytaniem: Czy wyrok Trybunału Konstytucyjnego o charakterze zakresowym, stwierdzający niezgodność z Konstytucją RP określonego rozumienia przepisu ustawy, stanowi podstawę do wznowienia postępowania na podstawie art. 401[1] k.p.c. w sprawie, w której sąd zastosował właśnie to rozumienie, oraz czy taki wyrok wchodzi w życie w rozumieniu art. 190 ust. 3 Konstytucji RP i art. 407 § 2 k.p.c. już z chwilą publicznego ogłoszenia na sali rozpraw Trybunału Konstytucyjnego, czy dopiero z chwilą jego publikacji w Dzienniku Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej?

Odpowiedź na to zagadnienie prawne będzie miało wpływ na sytuację prawną przedsiębiorstw sieciowych, ponieważ wyrok Trybunału Konstytucyjnego nie został opublikowany w Dzienniku Ustaw. Sądy są w tej sprawie podzielone. I tak na przykład Naczelny Sąd Administracyjny w czerwcu 2026 r., w sprawach podatkowych dotyczących wyroku TK (SK 64/20), uznał, że do wznowienia postępowania niezbędna jest publikacja wyroku w Dzienniku Ustaw. Odpowiedź SN w sprawie III CZP 36/26 może ujednolicić praktykę sądów cywilnych.

Bezumowne korzystanie z nieruchomości gminnych

Sąd Najwyższy 20 maja 2026 r. w sprawie II CSKP 950/23 rozstrzygnął problem dotyczący terminu przedawnienia roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości gminnych. Sąd Najwyższy wskazał, iż należy dostrzec charakterystykę czynności składających się na gospodarowanie gminnym zasobem nieruchomości określonych w ustawie o gospodarowaniu nieruchomościami. Przypominając swoje wcześniejsze orzecznictwo Sąd Najwyższy podkreślił, że czynności te mają charakter zorganizowany i powtarzalny, oparty o sporządzane cyklicznie plany, obejmujące m.in. prognozy co do udostępniania nieruchomości należących do gminnego zasobu i związanego z tym poziomu wydatków i wpływów. Czynności te wiążą się niewątpliwie z funkcjonowaniem w obrocie gospodarczym i powinny być realizowane zgodnie z zasadami prawidłowej gospodarki, co odpowiada formułowanemu w orzecznictwie i piśmiennictwie kryterium poddania działalności zasadzie racjonalnego gospodarowania.

Każda nieruchomość wchodząca w skład gminnego zasobu powinna być objęta aktywnością gminy, a do przejawów tej aktywności – mieszczących się w granicach racjonalnego gospodarowania zasobem – należy zaliczyć nie tylko zbywanie nieruchomości oraz oddawanie ich w dzierżawę i użytkowanie lub wynajmowanie, lecz także ich ewidencjonowanie i – w razie potrzeby – kalkulację oraz dochodzenie wynagrodzenia z tytułu bezumownego korzystania przez inny podmiot. Działania te składają się na prawidłowy zarząd gminnym zasobem nieruchomości. Dlatego w ocenie Sądu nie ma dostatecznych podstaw, by odmiennie oceniać z punktu widzenia przedawnienia roszczenie z tytułu bezumownego korzystania w zależności od tego, czy podstawą wejścia przez korzystającego w posiadanie nieruchomości była uprzednia umowa, czy inne zdarzenia, o ile oczywiste jest, że nieruchomość nie może zostać wykorzystana w inny sposób niż w celu prowadzenia działalności gospodarczej. Oznacza to, że roszczenie z tytułu bezumownego korzystania z rzeczy jest związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

Europejski projekt rozporządzenia w sprawie zamówień publicznych i koncesji

W dniu 9 września 2026 r. Komisja Europejska opublikowała projekt nowego rozporządzenia – Public Procurement Act Regulation – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie zamówień publicznych i koncesji. Jego celem jest gruntowna reforma i konsolidacja unijnych przepisów dotyczących zamówień publicznych. Nowy akt prawny zastąpi trzy dotychczasowe dyrektywy z 2014 roku (2014/23/UE, 2014/24/UE i 2014/25/UE) oraz włączy w swoje ramy kwestię koncesji. Jako rozporządzenie będzie stosowane bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich, co wyeliminuje potrzebę krajowej implementacji i ograniczy zjawisko tzw. *gold-platingu* (nadmiernej regulacji na poziomie krajowym). Liczba ogólnych procedur przetargowych zostanie zredukowana z pięciu do trzech. Zamawiający zyskają większą elastyczność, w tym możliwość negocjacji z oferentami oraz dostęp do nowej, dedykowanej procedury innowacyjnej.

Projekt kładzie nacisk na wybór ofert o najlepszym stosunku jakości do ceny, odchodząc od kryterium samej najniższej ceny. Pojawią się preferencje europejskie i bezpieczeństwo gospodarcze. Nowe przepisy wprowadzają mechanizmy pozwalające (lub wręcz nakazujące) zamawiającym faworyzowanie wykonawców, towarów i usług z UE. Umożliwią one m.in. odrzucanie ofert, w których mniej niż 50% wartości kontraktu pochodzi z UE lub krajów objętych umowami partnerskimi. Wprowadza nadrzędny obowiązek zakupowy związany z oszczędnością energii, przejmując i wzmacniając dotychczasowe reguły unijnej dyrektywy o efektywności energetyczne. Przyznaje również zamawiającym szerokie uprawnienia do uwzględniania kryteriów cyrkularności (obiegu zamkniętego) na każdym etapie zamówienia.

■

Zastosowanie AI w automatycznej klasyfikacji defektów izolacji

PAWEŁ KLUGE
Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, IETiSIP

Niezawodność urządzeń elektroenergetycznych średnich oraz wysokich napięć w dużym stopniu zależy od stanu ich układów izolacyjnych pracujących pod długotrwałym oddziaływaniem naprężeń elektrycznych, cieplnych, mechanicznych oraz środowiskowych. Postępujące procesy degradacyjne izolacji mogą prowadzić do występowania wyładowań niezupełnych (WNZ), które uznawane są za jeden z najważniejszych wskaźników pogarszającego się stanu izolacji w urządzeniach elektroenergetycznych.

Pomiary WNZ stanowią obecnie jeden z podstawowych elementów oceny stanu technicznego izolacji urządzeń SN i WN [1]. Realizowane są na różnych etapach cyklu życia urządzenia elektroenergetycznego. W praktyce przemysłowej wyróżnia się między innymi:

- badania typu (Type Tests),
- badania fabryczne lub rutynowe (Routine Tests),
- badania odbiorcze (Commissioning Tests),
- badania eksploatacyjne (In-service Tests),
- badania związane z oceną dalszej żywotności urządzeń (Life Extension Diagnostics).

Pomimo dynamicznego rozwoju aparatury pomiarowej interpretacja wyników pomiarów wyładowań niezupełnych nadal stanowi istotne wyzwanie diagnostyczne. Współczesne metody pomiarowe, zarówno konwencjonalne, zgodne z normą [2], jak i alternatywne, wykorzystujące czujniki HFCT, TEV, UHF oraz anteny elektromagnetyczne, umożliwiają rejestrację dużej liczby danych pomiarowych. Współczesne systemy pomiarowe pozwalają na zaawansowaną analizę obrazów PRPD (ang. Phase Resolved Partial Discharge), jednak końcowa interpretacja wyników nadal w dużej mierze zależy od doświadczenia eksperta diagnosty [3] [4].

Do najważniejszych problemów utrudniających interpretację pomiarów WNZ należą:

- obecność zakłóceń elektromagnetycznych,
- współwystępowanie wielu źródeł wyładowań,
- zmienność charakterystyk PRPD w czasie,
- wpływ temperatury oraz wilgotności,
- różnice pomiędzy pomiarami laboratoryjnymi i terenowymi,
- ograniczona liczba wykwalifikowanych ekspertów diagnostycznych.

Dodatkowym problemem jest rosnąca ilość danych generowanych przez systemy monitoringu online. Ręczna analiza dużej liczby obrazów PRPD jest procesem czasochłonnym i podatnym na błędy interpretacyjne. W związku z tym obserwuje się intensywny rozwój metod automatycznej klasyfikacji wykorzystujących sztuczną inteligencję oraz sztuczne sieci neuronowe.

Idea automatyzacji diagnostyki z wykorzystaniem AI

Rozwój metod sztucznej inteligencji (ang. Artificial Intelligence – AI) oraz głębokiego uczenia (ang. Deep Learning) otworzył nowe możliwości w zakresie automatyzacji diagnostyki urządzeń elektroenergetycznych. Szczególnie istotną rolę odgrywają sztuczne sieci neuronowe, które umożliwiają analizę złożonych struktur danych bez konieczności ręcznego definiowania cech diagnostycznych.

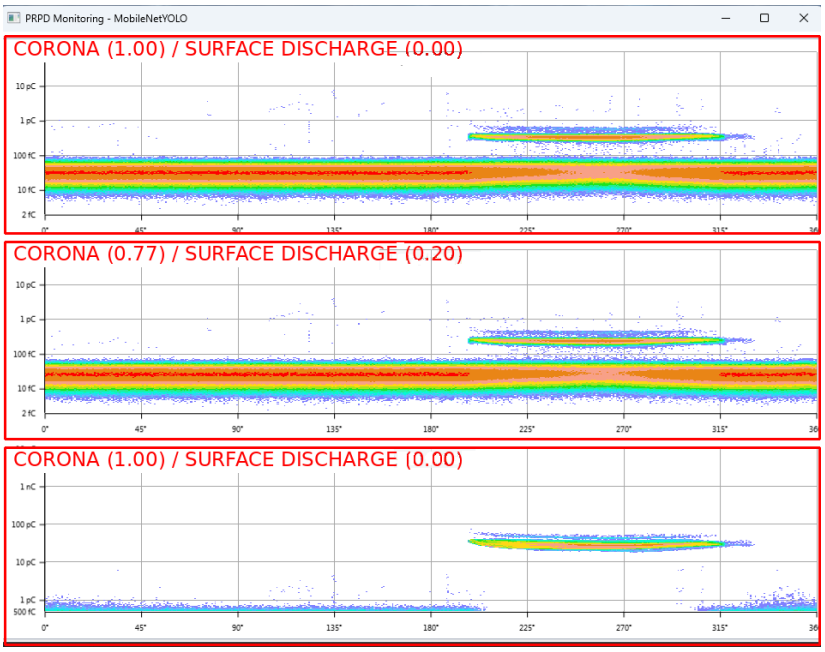
W klasycznym podejściu diagnostycznym ekspert analizuje obrazy PRPD i identyfikuje charakterystyczne skupiska impulsów odpowiadające określonym typom defektów izolacji. Do najczęściej występujących źródeł wyładowań niezupełnych należą:

- wyładowania koronowe,
- wyładowania powierzchniowe,
- wyładowania wewnętrzne,
- wyładowania pływające (floating),
- zabrudzenia izolacji.

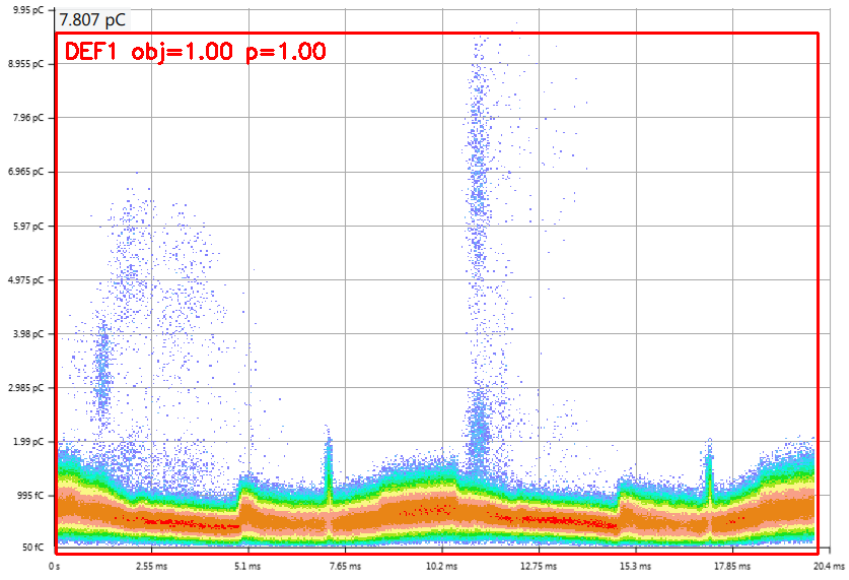
Metody sztucznej inteligencji umożliwiają automatyczne rozpoznawanie takich struktur na podstawie procesu uczenia nadzorowanego. Szczególnie skuteczne okazują się konwolucyjne sieci neuronowe (CNN), ponieważ obrazy PRPD mogą być analizowane analogicznie do klasycznych obrazów stosowanych w systemach computer vision.

W ostatnich latach w diagnostyce WNZ analizowano wiele architektur sieci neuronowych, między innymi:

- klasyczne sieci CNN,
- MobileNet, ResNet, SqueezeNet,
- architektury typu YOLO,
- detektory transformerowe RT-DETR,
- architektury hybrydowe CNN-LSTM.



Rysunek 1. Jednoczesna klasyfikacja defektów izolacji dla trzech różnych metod pomiarowych



Rysunek 2. Klasyfikacja nieznanego defektu izolacji kabla SN podczas próby fabrycznej [3]

Klasyczne sieci CNN osiągają wysoką skuteczność w przypadku pojedynczego dominującego źródła wyładowań występującego na obrazie PRPD. W praktyce przemysłowej często występują jednak sytuacje, w których jeden obraz zawiera kilka różnych struktur wyładowań jednocześnie, dodatkowo zakłóconych szumem pomiarowym. W takich przypadkach szczególnie korzystne okazują się architektury detekcyjne typu YOLO lub RT-DETR, umożliwiające jednoczesną lokalizację oraz klasyfikację wielu struktur wyładowań na pojedynczym obrazie.

Wykorzystanie sztucznej inteligencji w diagnostyce izolacji przynosi szereg istotnych korzyści:

- automatyzację procesu interpretacji wyników,
- skrócenie czasu analizy danych,
- ograniczenie wpływu błędów ludzkich,
- możliwość pracy ciągłej w systemach monitoringu online,
- wykrywanie subtelnych zmian niewidocznych dla operatora,
- analizę bardzo dużych zbiorów danych,
- wspomaganie strategii predictive maintenance,
- integrację z systemami Smart Grid oraz Digital Twin.

Szczególnie perspektywiczne są lekkie modele neuronowe zoptymalizowane pod kątem pracy w czasie rzeczywistym. Architektury wykorzystujące backbone MobileNetV2 połączony z głowicą detekcyjną typu YOLO umożliwiają szybkie przetwarzanie obrazów PRPD przy relatywnie niewielkiej złożoności obliczeniowej, co ma istotne znaczenie w systemach edge computing.

Przykładowe wyniki klasyfikacji obrazów PRPD

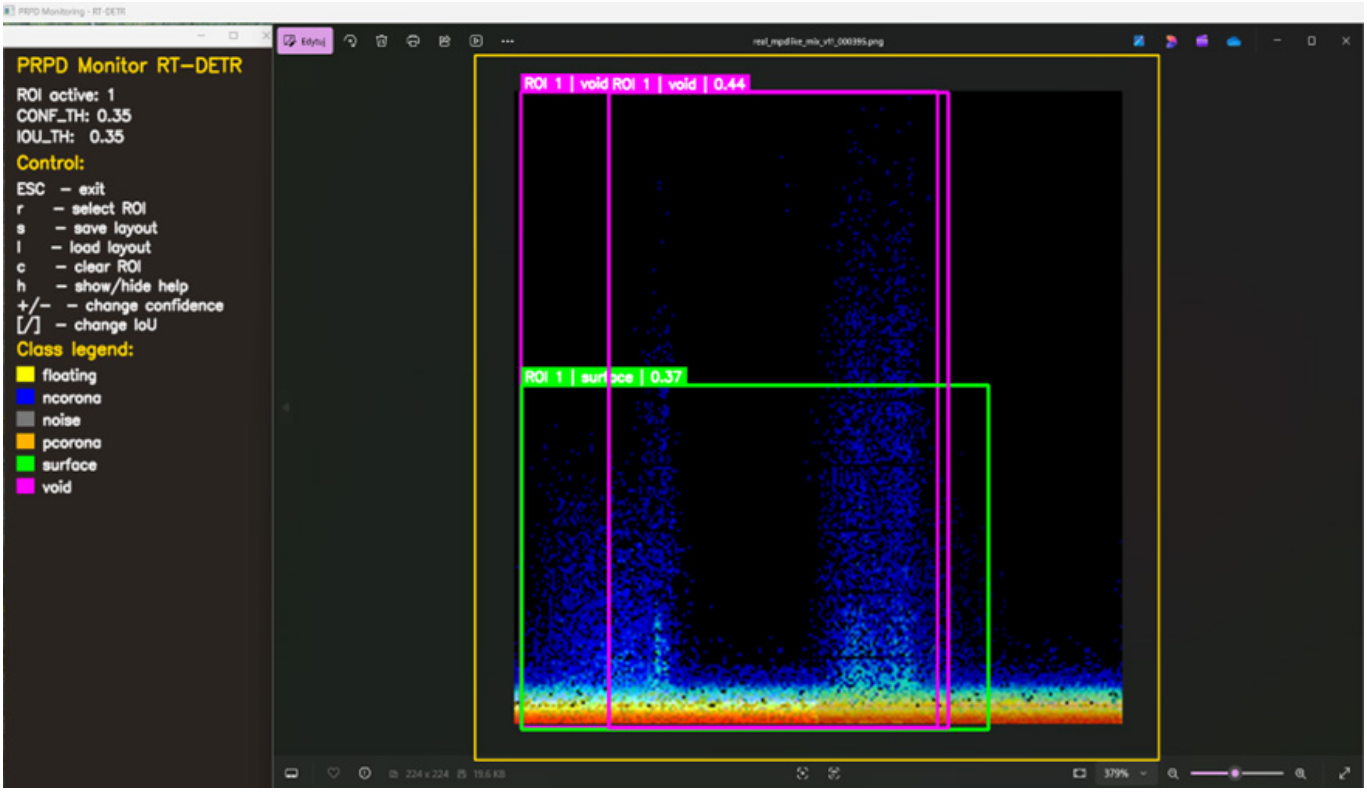
Na rysunkach zaprezentowano przykładowe wyniki działania klasyfikatora wyładowań niezupełnych opartego na analizie obrazów PRPD. Poszczególne podrysunki przedstawiają zarejestrowane rozkłady wyładowań oraz odpowiadające im etykiety klas przypisane przez wytrenowaną sieć neuronową. Dla każdej próbki pokazano również prawdopodobieństwa przynależności do rozważanych typów defektów, co umożliwia ocenę pewności decyzji klasyfikatora.

W przedstawionych przykładach widać, że sieć poprawnie rozróżnia charakterystyczne wzorce PRPD związane m.in. z wyładowaniami wewnątrz izolacji, wyładowaniami powierzchniowymi oraz zjawiskami wynikającymi z zakłóceń zewnętrznych. W przypadkach jednoznacznych rozkładów gęstości impulsów sieć przypisuje wysokie prawdopodobieństwo dominującej klasie, natomiast w sytuacjach bardziej złożonych lub zakłóconych sygnałów rozkład prawdopodobieństw jest bardziej rozproszony, co wskazuje na większą niepewność klasyfikacji.

Takie przedstawienie wyników pozwala nie tylko na automatyczną identyfikację rodzaju defektu, ale także na wstępną ocenę jakości klasyfikacji przez diagnostę. Rysunki ilustrują, że nawet dla zróżnicowanych kształtów i intensywności obrazów PRPD sieć zachowuje zgodność decyzji z oceną ekspercką, co potwierdza przydatność proponowanej metody w praktycznej diagnostyce urządzeń SN i WN.

Perspektywy rozwoju aplikacyjnego

Można oczekiwać, że w najbliższych latach sztuczna inteligencja będzie odgrywać coraz większą rolę w systemach diagnostycznych dedykowanych urządzeniom SN i WN. Rozwój zaawansowanych systemów monitoringu online



Rysunek 3. Zastosowanie oddzielnej aplikacji i sieci RT-DETR do automatycznej klasyfikacji kilku defektów jednocześnie

połączonych z automatyczną interpretacją danych w czasie rzeczywistym może istotnie zwiększyć niezawodność i bezpieczeństwo pracy systemów elektroenergetycznych.

Jednym z najważniejszych kierunków rozwoju jest budowa inteligentnych systemów predykcyjnych zdolnych nie tylko do klasyfikacji defektów, ale również do prognozowania tempa degradacji izolacji oraz prawdopodobieństwa awarii urządzenia. W tego typu rozwiązaniach mogą znaleźć zastosowanie sieci LSTM analizujące zmiany w czasie, architektury typu Transformer oraz modele wykrywania anomalii.

Szczególnie istotnym zagadnieniem staje się wykrywanie anomalii, umożliwiające identyfikację nowych typów wyładowań, które nie były obecne w zbiorze treningowym modelu. Zdolność rozpoznawania nieznanych struktur PRPD może znacząco zwiększyć niezawodność systemów AI działających w rzeczywistych warunkach przemysłowych.

W przyszłości inteligentne systemy diagnostyczne mogą zostać bezpośrednio zintegrowane z aparaturą pomiarową oraz infrastrukturą stacji elektroenergetycznych. Systemy takie będą mogły autonomicznie realizować ciągłe monitorowanie stanu izolacji, automatyczną klasyfikację defektów, generowanie alarmów, ocenę ryzyka uszkodzenia oraz w rezultacie wspomagać planowanie remontów.

Podsumowanie

W artykule przedstawiono możliwości połączenia klasycznego modelowania i symulacji pól elektromagnetycznych z metodami sztucznych sieci neuronowych w wybranych zastosowaniach elektroenergetyki, ze szczególnym uwzględnieniem ochrony odgromowej i diagnostyki izolacji. Zastosowane podejście pozwala na efektywne wykorzystanie dużych zbiorów danych – zarówno symulacyjnych, jak i pomiarowych – do automatycznej identyfikacji zjawisk trudno uchwytnych klasycznymi metodami analizy.

Zaprezentowane studia przypadku pokazują, że odpowiednio przygotowane dane z modeli polowych, uzupełnione procesem etykietowania i doborem architektury SSN, umożliwiają predykcję miejsc szczególnie zagrożonych bezpośrednim wyładowaniem piorunowym, bardziej precyzyjne odwzorowanie własności gruntu oraz zwiększenie czułości i selektywności detekcji wyładowań niezupełnych. Integracja tych narzędzi może prowadzić do lepszej optymalizacji parametrów instalacji odgromowych, bardziej świadomego doboru środków ochrony oraz wcześniejszego wykrywania stanów przedawaryjnych.

Uzyskane wyniki wskazują, że metody oparte na sztucznych sieciach neuronowych mogą stać się istotnym uzupełnieniem obowiązujących procedur normatywnych i standardów inżynierskich, pod warunkiem zachowania odpowiedniej jakości danych treningowych i weryfikacji wyników na podstawie pomiarów terenowych lub eksperymentalnych. W dalszych pracach badawczych zasadne wydaje się rozszerzenie analiz na bardziej złożone konfiguracje obiektów, uwzględnienie zmienności warunków środowiskowych oraz integracja proponowanych rozwiązań z systemami monitoringu online i narzędziami wspomagającymi decyzje w zakresie eksploatacji sieci elektroenergetycznych. ■

Bibliografia

[1] N. Pattanadech, R. Haller, S. Kornhuber i M. Muhr, „Partial Discharges (PD): Detection, Identification and Localization," w Wiley-IEEE Press, 2023.

[2] „IEC 60270:2025 High-voltage test techniques – Charge-based measurement of partial discharges," 2025.

[3] P. Kluge, J. Starzyński, W. Kołtunowicz, T. Bednarczyk i Ł. Kolimas, „Lightweight Deep Learning Framework for Real-Time PRPD-Based Insulation Defect Classification in Medium-Voltage Cable Testing," Energies, 2026.

[4] P. Kluge, A. Łasica, J. Starzyński i W. Kołtunowicz, „Methods for classifying PD phase-resolved images using hybrid neural networks," Przegląd Elektrotechniczny, 2024.

Polestar 5



Zdjęcie: polestar.com

Polestar 5 udowadnia, że szwedzki minimalizm i potężna moc mogą tworzyć niezwykle spójną całość

Polestar 5 to samochodowy debiut, który wyraźnie definiuje nowe granice luksusowej elektromobilności. Wywodzący się z koncepcyjnego modelu Precept, czterodrzwiowy, elektryczny Grand Tourer w stylistyce coupe staje do bezpośredniej rywalizacji z takimi ikonicznymi rywalami jak Porsche Taycan czy Tesla Model S. Zaprojektowany od podstaw przez brytyjski zespół inżynieryjny marki udowadnia, że szwedzki minimalizm i potężna moc mogą tworzyć niezwykle spójną całość.

Sercem konstrukcji Polestara 5 jest unikatowa, klejona platforma aluminiowa (Polestar Performance Architecture – PPA). Wykorzystanie stopów aluminium pozwoliło osiągnąć sztywność skrętną na poziomie supersamochodów przy jednoczesnym ograniczeniu masy własnej.

Model zoptymalizowano aerodynamicznie – współczynnik oporu powietrza wynoszący C_x = 0,24 przekłada się bezpośrednio na ciszę w kabinie oraz zwiększony zasięg. Istotnym elementem konstrukcyjnym jest rozkład masy w proporcji 51:49, co w połączeniu z adaptacyjnym zawieszeniem (w wersji Performance reagującym w czasie zaledwie 3 milisekund) zapewnia świetną precyzję prowadzenia.

Polestar 5 oferowany jest w dwóch mocnych wariantach z napędem na wszystkie koła (AWD):

- Dual Motor (wariant podstawowy) – zapewnia moc 550 kW (748 KM) oraz 812 Nm momentu obrotowego; sprint do 100 km/h trwa 3,9 sekundy.
- Performance – wyzwala aż 650 kW (884 KM) oraz 1015 Nm momentu obrotowego. Przyspieszenie 0–100 km/h zajmuje zaledwie 3,2 sekundy.

W obu odmianach prędkość maksymalna została elektronicznie ograniczona do 250 km/h.

Dzięki architekturze 800 V i baterii litowo-jonowej o pojemności 112 kWh Polestar 5 obsługuje ultraszybkie ładowanie prądem stałym (DC) z mocą sięgającą do 350 kW. Pozwala to uzupełnić energię od 10% do 80% w około 22 minuty.

Projekt nadwozia o długości 5087 mm i rozstawie osi 3054 mm ma smukłą sylwetkę i wyraziste proporcje. Przód zdobią charakterystyczne podwójne reflektory Pixel LED w kształcie litery L oraz tzw. moduł SmartZone, skupiający czujniki i radary systemów asystujących.

Zaskakującym rozwiązaniem estetycznym jest całkowity brak tradycyjnej tylnej szyby. Konstruktorzy zastąpili ją cyfrowym lusterkiem wstecznym wysyłającym obraz z kamery wysokiej rozdzielczości umieszczonej z tyłu pojazdu. Taki zabieg umożliwił przesunięcie tylnej belki dachowej dalej do tyłu, dając pasażerom drugiego rzędu wyraźnie więcej przestrzeni nad głowami, a także pozwalając na montaż przeszklonego dachu panoramicznego o długości ponad 2 metrów.

Wnętrze Polestara 5 stawia na cyfrowy luksus połączony ze zrównoważoną ekologią:

- we wnętrzu zrezygnowano z tradycyjnych włókien węglowych na rzecz kompozytów na bazie lnu (Bcomp), a dywaniki wykonano z recyklingowanego materiału Econyl.
- dzięki przemyślanemu rozmieszczeniu modułów baterii w podłodze wygospodarowano dodatkową przestrzeń na nogi z tyłu. Układ wnętrza 4+1 oferuje wygodną podróż czterem dorosłym osobom.
- centralne miejsce zajmuje 14,5-calowy ekran dotykowy w orientacji pionowej z systemem Android Automotive OS (wbudowany ekosystem Google). Do dyspozycji kierowcy oddano 9-calowy wyświetlacz zegarów oraz ekran z projekcją Head-Up.
- za opcjonalne nagłośnienie odpowiada 21-głośnikowy system high-end marki Bowers & Wilkins.

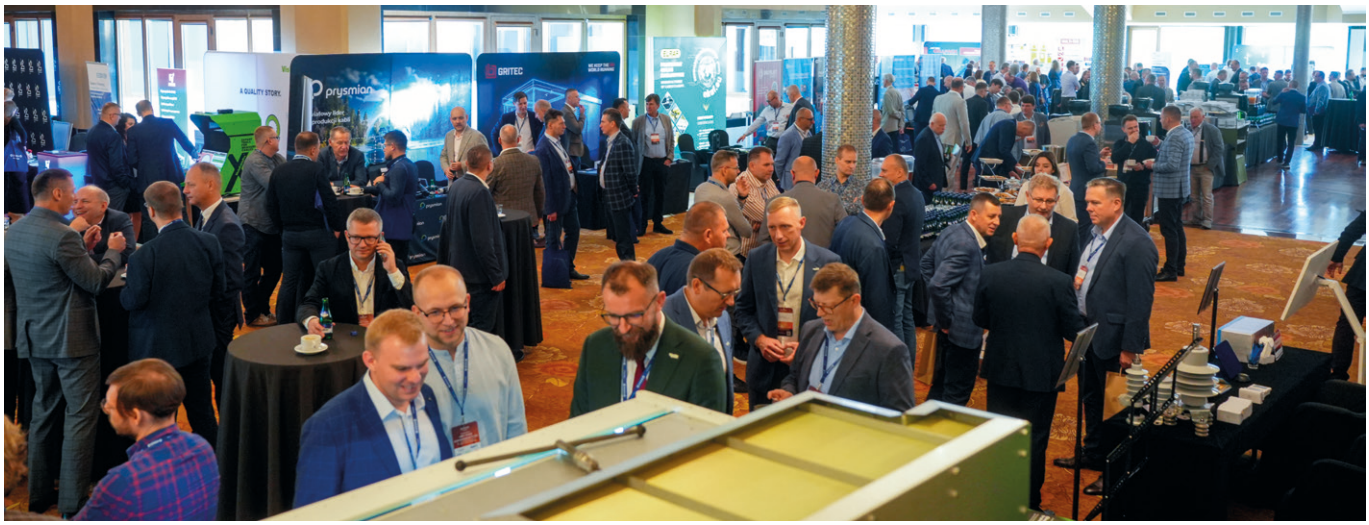
Ceny Polestara 5 w Europie rozpoczynają się od około 119 900 euro za wersję podstawową Dual Motor oraz od 142 900 euro za flagowy wariant Performance.

Szwedzka marka po raz kolejny udowodniła, że potrafi stworzyć bezkompromisowe auto elektryczne. Polestar 5 nie jest jedynie kolejnym ekologicznym środkiem transportu – to dojrzały, niezwykle szybki Grand Tourer, który łączy innowacyjność technologiczną, wysokie osiągi i skandynawską elegancję.

Kasper Teszner, Biuro PTPiREE

Konferencja PTPiREE

„Linie i stacje elektroenergetyczne”



Zdjęcia: PTPiREE

Tegoroczna edycja cieszyła się rekordowym zainteresowaniem, gromadząc 440 uczestników oraz 32 wystawców

W dniach 21–22 października 2026 r. w Wiśle odbyła się VII Konferencja „Linie i stacje elektroenergetyczne”, organizowana przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Tegoroczna edycja cieszyła się rekordowym zainteresowaniem, gromadząc 440 uczestników oraz 32 wystawców. Wydarzenie stanowiło okazję do wymiany doświadczeń i dyskusji na temat aktualnych wyzwań związanych z rozwojem, modernizacją i eksploatacją infrastruktury elektroenergetycznej.

Program konferencji obejmował pięć sesji tematycznych poświęconych kierunkom rozwoju sieci dystrybucyjnych, nowoczesnym technologiom kablowym, diagnostyce infrastruktury, automatyzacji sieci oraz rozwiązaniom stosowanym w liniach i stacjach elektroenergetycznych.

Kierunki rozwoju i modernizacji sieci elektroenergetycznych

Pierwsza część konferencji poświęcona była aktualnemu stanowi infrastruktury elektroenergetycznej w Polsce oraz kierunkom jej dalszego rozwoju. Przedstawiono skalę i strukturę sieci dystrybucyjnych, zmiany zachodzące w infrastrukturze liniowej i stacyjnej oraz postęp w zakresie kablowania i automatyzacji sieci. Omówiono również wyzwania związane ze starzeniem się infrastruktury, rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz przyłączaniem odnawialnych źródeł energii. Zwrócono także uwagę na systematyczny wzrost nakładów inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych, które w 2025 roku wyniosły 14,7 mld zł. Podkreślono, że plany rozwoju pięciu największych OSD na lata 2026–2031 przewidują inwestycje o łącznej wartości ponad 108 mld zł, obejmujące m.in. rozbudowę i modernizację sieci, przyłączanie nowych odbiorców i źródeł energii, kablowanie oraz cyfryzację i automatyzację infrastruktury.

Istotnym zagadnieniem były także prowadzone prace standaryzacyjne, zmierzające do ujednolicania rozwiązań technicznych stosowanych w sieciach dystrybucyjnych. Omówiono m.in. działania dotyczące standaryzacji kabli elektroenergetycznych, stacji i złączy średniego napięcia oraz aktualizacji standardów budowy i eksploatacji linii napowietrznych. Szczególną uwagę poświęcono również dostosowaniu aparatury elektroenergetycznej do zmieniających się wymagań środowiskowych, w tym ograniczeń dotyczących stosowania gazu SF_6. Przedstawiono wyniki opracowanego przez PTPiREE raportu z rozpoznania rynku urządzeń niezawierających SF_6, obejmującego ocenę dostępności alternatywnych technologii, stopnia ich gotowości do wdrożenia oraz barier technicznych i produkcyjnych.

Nowoczesne technologie kablowe i zwiększanie możliwości przesyłowych sieci

Jednym z ważnych tematów konferencji był rozwój technologii kablowych oraz możliwościom zwiększania obciążalności istniejącej infrastruktury. Przedstawiono nowe rozwiązania konstrukcyjne i materiałowe stosowane w kablach elektroenergetycznych, a także doświadczenia związane z realizacją dużych inwestycji kablowych.

Omówiono wpływ warunków środowiskowych na pracę linii kablowych, w szczególności zjawisko przesuszania gruntu pod wpływem ciepła wydzielanego przez kable. Zwrócono uwagę, że zmiany właściwości cieplnych otoczenia mogą prowadzić do ograniczenia obciążalności prądowej oraz przyspieszonego starzenia izolacji.

Przedstawiono również możliwości modernizacji linii napowietrznych z wykorzystaniem przewodów wysokotemperaturowych o małym zwisie (HTLS). Rozwiązania te pozwalają zwiększać obciążalność prądową istniejących linii bez konieczności budowy całkowicie nowej infrastruktury.

Osobnym zagadnieniem były doświadczenia eksploatacyjne związane ze stosowaniem kabli uniwersalnych SN,



Wojciech Kozubiński (Biuro PTPiREE) – powitanie uczestników i otwarcie konferencji



Jarosław Tomczykowski (Biuro PTPiREE) – prezentacja aktualnego stan infrastruktury elektroenergetycznej w Polsce oraz kierunków jej dalszego rozwoju

wykorzystywanych między innymi na terenach leśnych, górskich i zurbanizowanych. Omówiono ich zastosowanie w miejscach szczególnie narażonych na uszkodzenia mechaniczne i niekorzystne warunki atmosferyczne.

Diagnostyka i poprawa niezawodności infrastruktury

Ważnym obszarem konferencji były nowoczesne metody diagnostyki i monitorowania stanu technicznego sieci elektroenergetycznych. Przedstawiono doświadczenia związane z wykorzystaniem systemów monitorowania wyładowań niezupełnych w kablach WN, umożliwiających identyfikację procesów degradacji izolacji i potencjalnych zagrożeń jeszcze przed wystąpieniem awarii.

Zaprezentowano także praktyczne zastosowanie systemów rozproszonego pomiaru temperatury (DTS), pozwalających na wykrywanie lokalnych przegrzań wzdłuż tras linii kablowych. Omówione przykłady wskazywały na znaczenie ciągłego monitorowania parametrów pracy infrastruktury dla wczesnego rozpoznawania nieprawidłowości i planowania działań eksploatacyjnych.

W odniesieniu do sieci SN przedstawiono koncepcję monitorowania stanu technicznego kabli z wykorzystaniem reflektometrii TDR, bez konieczności wyłączania ich z eksploatacji. Rozwiązanie opiera się na porównywaniu bieżących wyników pomiarów z wynikami pomiarów referencyjnych (tzw. fingerprint), co pozwala identyfikować zmiany w stanie kabla i może ułatwiać lokalizację potencjalnych uszkodzeń. Zaprezentowano wyniki badań, które potwierdziły skuteczność zaproponowanego rozwiązania i wskazały na możliwości jego dalszego rozwoju. Podkreślono jednocześnie konieczność kontynuowania prac oraz weryfikacji technologii w warunkach rzeczywistej eksploatacji. Autorzy wyrazili nadzieję, że podczas kolejnej edycji konferencji możliwe będzie przedstawienie dalszych rezultatów prowadzonych prac.

Poruszono również problematykę awaryjności izolatorów kompozytowych 110 kV, w tym identyfikacji przyczyn uszkodzeń, metod badań oraz działań naprawczych ograniczających ryzyko występowania podobnych awarii w przyszłości.

Kablowanie i nowe rozwiązania dla sieci średniego napięcia

Podczas konferencji zwrócono uwagę na konsekwencje techniczne postępującego kablowania sieci SN. Wzrost udziału linii kablowych prowadzi do zwiększania prądów pojemnościowych, co wpływa na warunki pracy punktu neutralnego sieci oraz działanie układów kompensacji i zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Omówiono potrzebę dostosowywania sposobu pracy punktu neutralnego do zmieniającej się struktury sieci, w tym stosowania kompensacji nadążnej oraz możliwości wykorzystania innych rozwiązań, takich jak uziemienie punktu neutralnego przez rezystor. Zwrócono również uwagę na rosnące wymagania dotyczące skuteczności układów uziemiających oraz zapewnienia ochrony przeciwporażeniowej. Podkreślono konieczność uwzględniania tych uwarunkowań przy planowaniu dalszego rozwoju i modernizacji infrastruktury.

Przedstawiono również kierunki rozwoju aparatury rozdzielczej średniego napięcia, w tym rozwiązania wykorzystujące izolację stało-powietrzną oraz łączniki próżniowe stanowiące alternatywę dla urządzeń zawierających SF_6. Omówiono ich właściwości eksploatacyjne, bezpieczeństwo użytkowania oraz możliwości zastosowania w nowoczesnych stacjach elektroenergetycznych.

Automatyzacja, obserwowalność i regulacja napięcia

Istotnym tematem drugiego dnia konferencji była automatyzacja sieci SN i nn, szczególnie w kontekście rosnącego udziału rozproszonych źródeł energii i magazynów energii. Przedstawiono rozwiązania umożliwiające monitorowanie parametrów pracy sieci w czasie rzeczywistym, zdalne sterowanie urządzeniami oraz integrację systemów pomiarowych z telemechaniką i systemami zarządzania siecią.

Omówiono możliwości wykorzystania automatyki do lokalizacji i izolacji uszkodzeń, rekonfiguracji układu sieci oraz szybszego przywracania zasilania. Wskazano przy tym na znaczenie zwiększania obserwowalności sieci jako podstawy do wdrażania bardziej zaawansowanych funkcji sterowania i poprawy wskaźników niezawodności dostaw energii.

Dużo uwagi poświęcono również problematyce regulacji napięcia w sieciach nn o wysokim nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi. Przedstawiono wyzwania wynikające z dwukierunkowych przepływów mocy, zmienności generacji oraz występowania przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięcia. Omówiono możliwości wykorzystania transformatorów z regulacją pod obciążeniem (OLTC), a także energoelektronicznych regulatorów napięcia, których zastosowanie może stanowić alternatywę dla tradycyjnej modernizacji sieci.

Nowoczesne technologie stacyjne i aparatura wysokiego napięcia

W ramach konferencji przedstawiono również rozwiązania związane z cyfryzacją stacji elektroenergetycznych, obejmujące wykorzystanie sensorów, optycznych przekładników prądowych oraz

cyfrowych układów pomiarowych i komunikacyjnych. Technologie te umożliwiają rozwój systemów monitoringu, automatyki i zabezpieczeń oraz zwiększenie zakresu pozyskiwania danych o stanie pracy infrastruktury.

Omówiono także zagadnienia projektowania i certyfikacji nowoczesnej aparatury łączeniowej WN. Szczególną uwagę poświęcono badaniom odłączników, w tym próbom łączeniowym, odporności na oblodzenie oraz pomiarom zakłóceń radioelektrycznych. Przedstawiono wyzwania związane z dostosowywaniem nowych konstrukcji do wymagań technicznych i eksploatacyjnych.

Przesył energii elektrycznej prądem stałym (HVDC)

Ostatnia część konferencji obejmowała zagadnienia związane z wykorzystaniem technologii HVDC w rozwoju systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono podstawowe różnice pomiędzy liniami kablowymi najwyższych napięć prądu przemiennego i stałego, uwzględniając między innymi konstrukcję kabli, rodzaje izolacji, straty przesyłowe oraz możliwości przesyłania dużych mocy na znaczne odległości.

Poruszono również problematykę oddziaływania napowietrznych linii HVDC na otoczenie, w szczególności w zakresie rozkładu pola elektrycznego i emisji hałasu. Omówiono znaczenie konfiguracji przewodów, warunków atmosferycznych oraz wymagań środowiskowych w procesie projektowania tego rodzaju infrastruktury. Zwrócono uwagę na potrzebę rozwoju krajowych doświadczeń i wytycznych technicznych dotyczących przyszłych inwestycji w technologię HVDC.

Podsumowanie

Konferencja stanowiła przegląd najważniejszych wyzwań technicznych i technologicznych związanych z rozwojem krajowej infrastruktury elektroenergetycznej. Przedstawione zagadnienia koncentrowały się przede wszystkim na poprawie niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci, zwiększaniu możliwości przesyłowych istniejącej infrastruktury oraz wdrażaniu nowoczesnych metod diagnostyki, automatyzacji i regulacji napięcia.

Jednym z istotnych kierunków rozwoju jest przechodzenie od tradycyjnego modelu eksploatacji, opartego głównie na okresowych przeglądach i usuwaniu awarii, do coraz szerszego wykorzystania ciągłego monitorowania stanu technicznego infrastruktury. Rozwiązania te umożliwiają wcześniejsze wykrywanie nieprawidłowości, lepsze planowanie działań utrzymaniowych oraz ograniczanie ryzyka nieplanowanych przerw w dostawach energii.

Ważnym zagadnieniem pozostaje również efektywniejsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej. Rozwój technologii zwiększających obciążalność linii, rozwiązań w zakresie regulacji napięcia oraz zaawansowanych systemów sterowania wskazuje, że modernizacja istniejącej infrastruktury może przyczyniać się do zwiększania zdolności przesyłowych sieci i tworzenia dodatkowych możliwości przyłączania nowych odbiorców oraz źródeł energii, stanowiąc uzupełnienie tradycyjnej rozbudowy sieci.

Przedstawione podczas konferencji doświadczenia eksploatacyjne oraz wyniki projektów pilotażowych podkreśliły znaczenie praktycznej weryfikacji nowych technologii przed ich szerszym wdrażaniem. Jednocześnie zwrócono uwagę na potrzebę dalszej standaryzacji rozwiązań technicznych i dostosowywania infrastruktury do zmieniających się wymagań środowiskowych.

Istotnym wyzwaniem dla dalszego rozwoju sieci dystrybucyjnych pozostaje również dynamiczny wzrost mocy odnawialnych źródeł energii. Zwrócono uwagę, że w części obszarów moc zainstalowana OZE przekracza maksymalne lokalne zapotrzebowanie na moc, co stawia przed operatorami nowe wyzwania związane z zarządzaniem przepływami energii i utrzymaniem właściwych parametrów pracy sieci. Wskazuje to na rosnące znaczenie automatyzacji, magazynowania energii oraz wykorzystania usług elastyczności.

Całość poruszonych zagadnień wskazuje, że dalszy rozwój sieci elektroenergetycznych będzie wymagał łączenia tradycyjnych inwestycji infrastrukturalnych z cyfryzacją, automatyzacją oraz rozwiązaniami pozwalającymi na bardziej elastyczne i efektywne zarządzanie pracą sieci, szczególnie w warunkach rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii. Realizacja tych kierunków wiąże się z koniecznością utrzymania wysokiego poziomu nakładów inwestycyjnych, obejmujących zarówno rozbudowę i modernizację istniejącej infrastruktury, jak i wdrażanie nowych technologii. Rosnąca skala inwestycji planowanych przez OSD potwierdza znaczenie sieci dystrybucyjnych dla transformacji energetycznej oraz potrzebę zapewnienia stabilnych i przewidywalnych warunków finansowania ich dalszego rozwoju.

Jarosław Tomczykowski, Biuro PTPiREE



Łukasz Piasek (Enea Operator) przedstawia prace standaryzacyjne elementów sieci dystrybucyjnej prowadzone w ramach PTPiREE


Targi Energetyczne
ENERGETICS
17-19 listopada 2026
ELEKTROENERGETYKA
ELEKTROTECHNIKA
ENERGETYKA ALTERNATYWNA
INNOWACJE W ENERGETYCE
MAGAZYNOWANIE ENERGII
OŚWIETLENIE
DOŁĄCZ DO LIDERÓW
BRANŻY ENERGETYCZNEJ
ZAREJESTRUJ SIĘ
I ODBIERZ
BEZPŁATNY BILET
Organizator:
TARGI
LUBLIN
Partner Główny:
PGE
Dystrybucja
Zapraszamy:
17-18 listopada 2026: godz. 9:00-17:00
19 listopada 2026: godz. 9:00-15:00
Targi Lublin S.A., ul. Dworcowa 11
www.energetics.targi.lublin.pl

Innowacje

Hologramy jak żywe



Jeszcze niedawno hologramy – trójwymiarowe wirtualne obiekty, które można „chwycić" i manipulować nimi rękoma operatora, były wyłącznie domeną filmów science fiction. Kinowi widzowie z zapartym tchem oglądali Tony'ego Starka manipulującego cyfrowymi modelami w powietrzu czy księżniczkę Leię z Gwiezdnych Wojen wzywającą rebeliantów o pomoc, podczas gdy w rzeczywistym świecie musieliśmy zadowalać się półśrodkami. Przez lata na żywo podziwialiśmy trójwymiarowe obrazy generowane na specjalnych powierzchniach szklanych lub foliach z tworzywa sztucznego przy użyciu szybkiej projekcji wielu warstw obrazu. W ten sposób do dziś realizowane są koncerty awatarów zmarłych artystów lub wirtualnych gwiazd estrady. Choć efekt wizualny bywa imponujący, technologia ta, oparta najczęściej na unowocześnionej, dziewiętnastowiecznej iluzji optycznej zwanej duchem Peppera, ma ogromne ograniczenia.

Prawdziwy przełom przynoszą jednak tak zwane wyświetlacze wolumetryczne, które zamiast oszukiwać nasz wzrok płaską projekcją, budują fizyczny obraz w trójwymiarowej przestrzeni. Dzięki zespołowi naukowców z Uniwersytetu Publicznego Nawarry, kierowanemu przez profesora Asiera Marzo, technologia ta zyskała brakujący, rewolucyjny element, jakim jest fizyczny dotyk. Projekt o nazwie FlexiVol otwiera zupełnie nowy rozdział w interakcji człowieka z grafiką trójwymiarową, ponieważ po raz pierwszy naukowcom udało się wyświetlić grafikę unoszącą się w powietrzu, którą można dotykać, przesuwać i obracać za pomocą gołych dłoni. Technologia ta opiera się na unikalnym mechanizmie projekcji dwustu osiemdziesięciu ośmiu klatek obrazu na sekundę na szybko oscylującą w górę i w dół powierzchnię zwaną dyfuzorem. Dzięki zjawisku trwałości widzenia i bezwładności ludzkiego oka, te superszybkie, nakładające się na siebie warstwy światła zlewają się w naszej głowie w jedną, stabilną, trójwymiarową strukturę lewitującą w przestrzeni.

Głównym problemem dotychczasowych komercyjnych rozwiązań wolumetrycznych, rozwijanych między innymi przez australijskich pionierów z Voxon Photonics, był sam dyfuzor. Szybko poruszająca się płytka musiała być zamknięta za szklaną kopułą, ponieważ jej bezpośredni kontakt z ręką użytkownika mógł prowadzić do bolesnych obrażeń lub uszkodzenia aparatury. Zespół z Uniwersytetu Publicznego Nawarry rozwiązał ten problem w sposób genialny w swojej prostocie, zastępując sztywną powierzchnię elastycznym, rozciągliwym materiałem, który bezpiecznie i miękko ugina się pod naciskiem palców. To nowatorskie podejście stworzyło jednak gigantyczne wyzwanie informatyczne, ponieważ wygięcie materiału zniekształcało rzucany na niego obraz. Naukowcy musieli opracować zaawansowany system śledzenia dłoni w czasie rzeczywistym oraz algorytmy, które na bieżąco korygują geometrię projekcji na odkształconej membranie.

Efekt tych prac jest zdumiewający, ponieważ użytkownik może fizycznie chwycić wirtualny obiekt, na przykład trójwymiarową kostkę, między palec wskazujący a kciuk, przesunąć ją, obrócić, a nawet symulować wodzenie palcami po jej niewidzialnych krawędziach. Interakcja jest niezwykle naturalna i intuicyjna, podobna do tej, jaką znamy z ekranów nowoczesnych smartfonów, z tą różnicą, że operujemy w trzech wymiarach. Do obsługi systemu nie potrzeba ciężkich okularów wirtualnej rzeczywistości, rękawic sensorycznych ani specjalnych kontrolerów, gdyż wystarczy podejść do urządzenia i zacząć używać go jak fizycznego obiektu. FlexiVol pozwala dosłownie włożyć rękę do hologramu, co sprawdzono w rygorystycznych testach laboratoryjnych, porównując nowe rozwiązanie z tradycyjnymi myszkami trójwymiarowymi używanymi na co dzień przez inżynierów. Wyniki okazały się nokautem dla tradycyjnych kontrolerów, ponieważ zadania selekcji i manipulacji obiektami były wykonywane niemal dwukrotnie szybciej, a aż 89% uczestników badania zdecydowanie preferowało bezpośrednią, namacalną interakcję. Choć precyzja wskazywania nie była super dokładna, użytkownicy oceniali doświadczenie jako nieporównywalnie bardziej naturalne i satysfakcjonujące niż dotychczasowe rozwiązania.

W świecie zdominowanym przez rozwój zaawansowanych gogli rozszerzonej i wirtualnej rzeczywistości, FlexiVol oferuje unikalną przewagę w postaci naturalnego współdzielenia doświadczenia przez wiele osób jednocześnie. Z ekranu wolumetrycznego może korzystać cały zespół, patrząc na ten sam obiekt pod różnymi kątami i swobodnie rozmawiając ze sobą bez technologicznej bariery w postaci maski na twarzy. Ta właściwość czyni system idealnym do zastosowań edukacyjnych, gdzie uczniowie mogą dotykać cyfrowych rekonstrukcji delikatnych eksponatów muzealnych lub badać strukturę atomów bez ryzyka uszkodzenia czegokolwiek. W projektowaniu inżynieryjnym pozwala to na manipulację obiektami bezpośrednio w przestrzeni, a w medycynie umożliwia chirurgom wspólne analizowanie trójwymiarowych modeli organów pacjentów przed skomplikowanymi operacjami.

Historia uczy, że komercjalizacja przełomowych technologii wymaga czasu. Wirtualna rzeczywistość potrzebowała ponad dwóch dekad od momentu pojawienia się pierwszych modeli, by stać się użyteczna i przystępna cenowo. Wyświetlacze wolumetryczne z haptyczną informacją zwrotną wkraczają właśnie na tę samą ścieżkę i tylko od tempa rozwoju rynku zależy, jak szybko dotykowe hologramy zagoszczą w naszych biurach i domach.

Krzysztof Hajdrowski

24-26 listopada 2026 r., Wisła

XXV Konferencja „Systemy Informatyczne w Energetyce SIwE'26"

» *Org.: PTPiREE*
Inf. merytoryczne: Sebastian Brzozowski
brzozowski@ptpiree.pl
Inf.: Karolina Nowińska, tel. 61 846–02–15
nowinska@ptpiree.pl

https://ptpiree.pl/siwe/

26-27 listopada 2026 r., Łódź

Szkolenie „Prawo budowlane. Proces inwestycyjny w energetyce z uwzględnieniem obiektów liniowych"

» *Org.: PTPiREE*
Inf.: Sebastian Brzozowski
brzozowski@ptpiree.pl

https://ptpiree.pl/inwestycje/

2-3 grudnia 2026 r., Warszawa

V Konferencja „Usługi elastyczności – od koncepcji do praktyki"

» *Org.: PTPiREE*
Inf. merytoryczne: Jarosław Tomczykowski
tomczykowski@ptpiree.pl
Inf.: Karolina Nowińska, tel. 61 846–02–15
nowinska@ptpiree.pl

https://ptpiree.pl/elastycznosc/

Szczegółowe informacje o wydarzeniach organizowanych przez PTPiREE publikowane są na stronie: https://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
POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

KREUJEMY
nowe rozwiązania

WSPIERAMY
zachodzące zmiany i wdrożenia nowych technologii w elektroenergetyce

WYKONUJEMY
analizy prawne, techniczne i ekonomiczne

PROWADZIMY
działalność normalizacyjną, typizacyjną, doradczą, wydawniczą i edukacyjną

ORGANIZUJEMY
specjalistyczne szkolenia, seminaria i konferencje

PRZYGOTOWUJEMY
wnioski o dotacje unijne na projekty energetyczne

INTEGRUJEMY
środowisko energetyków

SIWE '26

ORGANIZATOR PTPiREE

Systemy informatyczne w energetyce

XXV KONFERENCJA

24-26 LISTOPADA 2026 WISŁA

W programie między innymi

- SZTUCZNA INTELIGENCJA
- CYBERBEZPIECZEŃSTWO INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ
- SYSTEMY ŁĄCZNOŚCI W ENERGETYCE
- WDROŻENIE CSIRE
- SYSTEMY AKWIZYCJI I PRZETWARZANIA DANYCH
- WSPARCIE IT DLA ZARZĄDZANIA GENERACJĄ ROZPROSZONĄ
- SYSTEMY WSPIERAJĄCE OBRÓT ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ
- PLATFORMY TRANSAKCYJNE USŁUG ELASTYCZNOŚCI
- AKTUALNE WDROŻENIA W ENERGETYCE ZAWODOWEJ

KONFERENCJI TOWARZYSZYĆ BĘDZIE WYSTAWA ROZWIĄZAŃ IT DLA ENERGETYKI, PANEL DYSKUSYJNY POŚWIĘCONY WPŁYWOWI AI NA RYNEK PRACY ORAZ KONKURS DLA UCZESTNIKÓW WYDARZENIA.

PARTNER ESMETRIC

SPONSOR GENERALNY elastic

SPONSORZY

SIEMENS asseco itPARTNER

www.ptpiree.pl/siwe

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