

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

>>>> >>>>

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

5/2026

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży





PTPIREE

III KONFERENCJA OCHRONA PRZED PORAŻENIEM I PRZED PRZEPIĘCIAMI W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH 18-19 CZERWCA 2026 R. / KOŁOBRZEG

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- Zagadnienia prawne
- Projektowanie, budowa i wykonawstwo ochrony przed porażeniem i przed przepięciami
- Zespólna Instalacja Uziemiająca
- Budowa i konfiguracja układów uziomowych
- Pomiary skuteczności ochrony przed porażeniem do 1 kV
- Pomiary skuteczności ochrony przed porażeniem powyżej 1 kV
- Przyrządy pomiarowe
- Metody pomiarowe
- Pomiary napięć dotykowych rażeniowych i spodziewanych
- Protokołowanie sprawdzenia skuteczności ochrony przed porażeniem do 1 kV
- Protokołowanie sprawdzenia skuteczności ochrony przed porażeniem powyżej 1 kV
- Przypadki szczególne w zakresie kryteriów akceptacji skuteczności ochrony przed porażeniem
- Uwzględnienie ryzyka w ochronie przed porażeniem
- Obszary częstego przebywania ludzi
- Kompetencje uczestników procesu oceny skuteczności ochrony przed porażeniem
- Ochrona przed przepięciami

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

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



Szanowni Państwo

Transformacja energetyczna coraz wyraźniej wkracza w etap, w którym o jej powodzeniu decyduje już nie tylko tempo rozwoju nowych źródeł energii, lecz przede wszystkim zdolność systemu elektroenergetycznego do ich bezpiecznej i efektywnej integracji. Właśnie temu zagadnieniu poświęcamy temat przewodni majowego wydania „Energii Elektrycznej”.

Rosnąca liczba mikroinstalacji, zwłaszcza fotowoltaicznych, jest jednym z najbardziej widocznych efektów zmian zachodzących w polskiej energetyce. Energetyka rozproszona stała się trwałym elementem krajobrazu elektroenergetycznego, a prosumenci odgrywają coraz większą rolę w procesie wytwarzania energii. Jednocześnie skala tego zjawiska stawia przed operatorami systemów dystrybucyjnych nowe wyzwania związane z utrzymaniem parametrów jakościowych energii, bezpieczeństwem pracy sieci oraz zapewnieniem równowagi pomiędzy interesami wszystkich uczestników rynku. W artykule otwierającym numer przyglądamy się zarówno technicznemu, jak i regulacyjnemu aspektom funkcjonowania mikroinstalacji oraz rozwiązaniom, które mają wspierać stabilność krajowego systemu elektroenergetycznego.

O tym, że nowoczesna energetyka wymaga coraz większej elastyczności, świadczą również działania podejmowane przez spółki energetyczne. W bieżącym wydaniu prezentujemy przykłady inwestycji wzmacniających odporność i możliwości sieci – od największego w Polsce magazynu energii przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, przez rozwój usług elastyczności i regulacji mocy biernej, po wdrażanie innowacyjnych rozwiązań wykorzystujących drony, cyfrowe narzędzia planistyczne oraz magazyny energii pracujące bezpośrednio w sieciach miejskich.

Znaczącą część numeru poświęcamy również modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej. Realizowane programy kablowania sieci, inwestycje zwiększające możliwości przyłączeniowe oraz działania wzmacniające bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej pokazują, że transformacja energetyczna nie ogranicza się wyłącznie do budowy nowych źródeł wytwórczych. Równie istotne jest tworzenie nowoczesnej, odpornej i inteligentnej sieci, zdolnej sprostać wymaganiom kolejnych dekad.

Nieodłącznym elementem zmian pozostaje także otoczenie regulacyjne. W raporcie legislacyjnym przedstawiamy najważniejsze działania i inicjatywy wpływające na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego, natomiast w stałej rubryce „Paragraf w sieci” analizujemy projektowane zmiany przepisów dotyczących odnawialnych źródeł energii i nowe obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych. To zagadnienia, które w najbliższych latach będą miały istotny wpływ zarówno na rozwój rynku, jak i codzienną działalność przedsiębiorstw energetycznych.

Tradycyjnie nie zabrakło także spojrzenia na elektromobilność oraz zapowiedzi najważniejszych wydarzeń branżowych. Szczególnie polecamy materiał poświęcony targom ENERGETAB 2026, które po raz kolejny staną się miejscem prezentacji najnowszych technologii i kierunków rozwoju sektora.

Zapraszam Państwa do lektury majowego wydania „Energii Elektrycznej”. Mam nadzieję, że prezentowane materiały będą nie tylko źródłem wiedzy o aktualnych wyzwaniach branży, lecz także inspiracją do dalszej dyskusji o przyszłości polskiej energetyki.

Życzę interesującej lektury.

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 adiacji tekstów oraz zmianę ich tytułów.

Data zamknięcia numeru: 31 maja 2026 r.

Spis treści

TEMAT MIESIĄCA

4 Wpływ mikroinstalacji na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego

6 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

10 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

12 PARAGRAF W SIECI

ELEKTROMOBILNOŚĆ

16 Ford Puma Gen-E Miejski drapieżnik w elektrycznym wydaniu

WYDARZENIA

18 ENERGETAB 2026 – centrum innowacji energetycznych w Bielsku-Białej

19 FELIETON



Wpływ mikroinstalacji na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego

Dynamiczny rozwój mikroinstalacji, w szczególności fotowoltaiki, stanowi jeden z filarów transformacji energetycznej w Polsce. Jednocześnie szybki wzrost liczby prosumentów istotnie zmienia sposób funkcjonowania sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowej, które nie były projektowane z myślą o takiej skali generacji rozproszonej. W efekcie rośnie znaczenie nowych rozwiązań technicznych i regulacyjnych, zapewniających bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego.

Z każdym rokiem dynamicznie rośnie liczba mikroinstalacji, przede wszystkim fotowoltaicznych. Skala nowych przyłączy przekłada się na coraz większe obciążenie sieci elektroenergetycznych, wpływając na parametry napięciowe oraz zwiększając ryzyko zakłóceń w ich funkcjonowaniu. W konsekwencji koszty utrzymania stabilnej pracy systemu rozkładają się na wszystkich odbiorców energii.

Zgodnie z danymi operatorów sieci dystrybucyjnych na koniec marca 2026 roku moc instalacji prosumenckich w Polsce wyniosła ponad 13,9 GW. Z kolei w samym 2025 roku przybyło około 1 GW nowych mocy, a produkcja energii z instalacji prosumenckich wyniosła szacunkowo 11,6 TWh, co odpowiada ok. 6,6 proc. krajowej produkcji energii elektrycznej (źródło: Forum Energii). Blisko 100 proc. mikroinstalacji stanowi fotowoltaika, w większości przyłączona do sieci dystrybucyjnych. Ponad połowa mocy PV funkcjonuje na poziomie niskiego napięcia.

Co więcej, łączna moc zainstalowana źródeł odnawialnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) przekracza obecnie poziom szczytowego zapotrzebowania, a w perspektywie dalszego rozwoju może osiągnąć jego dwu- lub trzykrotność.

Wyzwania techniczne w sieciach niskich i średnich napięć

Obecna skala przyłączy powoduje rosnące wyzwania w pracy sieci niskiego napięcia, które nie były projektowane z myślą o dużej liczbie rozproszonych źródeł wytwórczych. W wyniku przepływów energii w kierunku przeciwnym do tradycyjnego (od odbiorców do sieci), problemy te obejmują również sieci średniego i wysokiego napięcia.

Do najczęściej obserwowanych zjawisk należą:

- przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięcia,
- asymetria napięć,
- wzrost strat sieciowych.

W wielu przypadkach, w celu ochrony urządzeń odbiorczych przed podwyższonym napięciem, prowadzi to do automatycznego wyłączenia się falowników, co bezpośrednio wpływa na możliwość wykorzystania wyprodukowanej energii.

Aby ograniczyć te negatywne zjawiska, operatorzy systemów dystrybucyjnych podejmują szereg działań technicznych, takich jak modernizacja linii, optymalizacja doboru transformatorów czy stosowanie regulacji napięcia. Istotnym wyzwaniem pozostają jednak nieprawidłowości po stronie właścicieli

mikroinstalacji. Do najczęściej występujących należą rozbudowa instalacji bez zgłoszenia oraz nieuprawnione zmiany ustawień falowników.

Tysiące nieprawidłowości w mikroinstalacjach

Działania kontrolne podejmowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych wskazują na istotną skalę problemu. Jeden z operatorów w ciągu ostatnich trzech lat przeprowadził 4 345 kontroli mikroinstalacji. Najczęściej stwierdzane nieprawidłowości dotyczyły przekroczenia mocy zainstalowanej (ponad 2 000 przypadków). Łącznie skierowano około 21 tys. wezwań do usunięcia nieprawidłowości.

W wielu przypadkach użytkownicy nie mieli świadomości nieprawidłowej pracy instalacji. Po interwencji operatorów ok. 65 proc. odbiorców skorygowało nastawy falowników lub uregulowało parametry instalacji. Jednocześnie w przypadku ponad połowy klientów obserwuje się przypadki powrotu do wcześniejszych ustawień – mimo upomnień i sankcji.

Niestety takie działania mogą prowadzić do zakłóceń pracy sieci oraz zwiększać ryzyko awarii. W skrajnych przypadkach stanowią zagrożenie dla mienia, w tym dla urządzeń innych odbiorców.

Ograniczone możliwości działania operatorów

Obowiązujące przepisy Prawa energetycznego oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii nie zawierają obecnie kompleksowych regulacji dotyczących uprawnień operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie kontroli źródeł wytwórczych.

Dotyczy to w szczególności mikroinstalacji przyłączanych w trybie zgłoszeniowym. Mimo ich realnego wpływu na parametry pracy sieci, możliwości skutecznego nadzoru nad ich funkcjonowaniem pozostają ograniczone.

W praktyce oznacza to, że w przypadku stwierdzenia nieprawidłowej pracy instalacji część odbiorców kwestionuje uprawnienia operatora do przeprowadzenia oględzin, weryfikacji ustawień falownika czy żądania usunięcia nieprawidłowości. Dodatkową barierą jest brak jednoznacznych regulacji dotyczących dostępu do urządzeń oraz danych niezbędnych do monitorowania ich pracy, w tym dostępu zdalnego.

Bezpieczeństwo wymaga prewencji

Działania prewencyjne, ukierunkowane na zapobieganie zagrożeniom dla bezpieczeństwa pracy sieci, są bardziej efektywne niż reagowanie po wystąpieniu nieprawidłowości. Jednocześnie operatorzy systemów dystrybucyjnych traktują energię prosumencką jako trwały element transformacji energetycznej i aktywnie wspierają jej rozwój, m.in. poprzez udostępnianie informacji, narzędzi oraz współpracę przy programach wsparcia.

Kluczowe pozostaje jednak zapewnienie, aby rozwój ten odbywał się w sposób bezpieczny i sprawiedliwy dla wszystkich odbiorców. Wymaga to jednoznacznych standardów technicznych oraz skutecznych i proporcjonalnych narzędzi nadzoru. Dane z kontroli wskazują na skalę i powtarzalność nieprawidłowości, których nie da się ograniczyć wyłącznie działaniami informacyjnymi.

Rozwój rozwiązań umożliwiających zdalne zarządzanie pracą mikroinstalacji oraz działania wyprzedzające stają się istotnym elementem zapewnienia stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego – podobne narzędzia funkcjonują już w innych krajach. Przykładem są Niemcy, gdzie wprowadzono obowiązek stosowania urządzeń umożliwiających zdalne ograniczanie pracy instalacji, co wskazuje



Zdjęcie: Adobe Stock, Geipi

Z każdym rokiem dynamicznie rośnie liczba mikroinstalacji, przede wszystkim fotowoltaicznych

na rosące znaczenie tego typu mechanizmów w zapewnieniu bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

Zaproponowane rozwiązania w projekcie Rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, mające wpływ na prosumentów, mają w szczególności zapewnić operatorom obserwowalność generacji energii elektrycznej w każdym miejscu jej wytwarzania oraz sterowania instalacją wytwórczą w kilku ściśle określonych sytuacjach, głównie związanych z monitorowaniem poprawności parametrów wprowadzanej energii elektrycznej oraz zgodnością instalacji wytwórczej z wymaganiami określonymi w warunkach przyłączenia lub w zgłoszeniu przyłączenia do sieci, a przede wszystkim zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Projekt rozporządzenia doszczegóławia wymagania dotyczące zarządzania pracą mikroinstalacji określone już w innych przepisach, np. w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG) w zakresie wyposażenia falownika mikroinstalacji w port komunikacyjny oraz zdolność falownika do zdalnego zaprzestania generacji, ustawie OZE w zakresie upoważnienia sprzedawcy przez prosumenta do zainstalowania, utrzymania w sprawności oraz użytkowania

urządzeń sterujących w celu wyłączenia mikroinstalacji lub ograniczenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej w tej mikroinstalacji, tak by nie następowało wprowadzanie tej energii do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w okresie, gdy cena energii elektrycznej jest ujemna oraz ustawie Prawo energetyczne w zakresie ograniczenia pracy lub odłączenia mikroinstalacji od sieci w przypadku zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Na koniec marca 2026 roku moc zainstalowana mikroinstalacji stanowiła ponad 18% całkowitej mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i OZE), ponad 35 proc. całkowitej mocy zainstalowanej źródeł OZE oraz ponad 54 proc. całkowitej mocy zainstalowanej źródeł PV. O ile w przypadku niezbilansowania KSE OSP może w stosunku do pozostałych źródeł OZE zastosować re-dysponowanie nierynkowe, generacja z mikroinstalacji jest zupełnie niekontrolowana przez operatorów, co w skrajnych przypadkach stanowić może zagrożenie dla systemu elektroenergetycznego oraz może przyczynić się do blackoutu. Należy podkreślić, że wszelkie instrumenty nadzwyczajne dotyczyłyby tylko skrajnych sytuacji w przypadku problemów zbilansowania pracy KSE innymi dostępnymi metodami.

Opracowanie:
Biuro PTPiREE

» Enea Operator Umowy na regulację mocy biernej

Enea Operator podpisała z PGE Energia Odnawialna dwie umowy na świadczenie usługi Interwencyjnej Regulacji Mocy Biernej (IRB). Obejmują one farmy wiatrowe Rybice i Resko II. Zawarcie umów oznacza rozwój współpracy między operatorem systemu dystrybucyjnego a wytwórcami energii odnawialnej w zakresie utrzymania stabilnej i bezpiecznej pracy sieci.

Interwencyjna Regulacja Mocy Biernej pozwala na bieżące sterowanie poziomem napięcia w sieci. Zastosowanie tej usługi umożliwia lepsze wykorzystanie możliwości regulacyjnych farm wiatrowych, ogranicza ryzyko przeciążeń sieci oraz zmniejsza potrzebę stosowania pozarynkowych mechanizmów redukcji generacji energii odnawialnej.

Usługa IRB umożliwia wytwórcom uzyskanie dodatkowych przychodów w zamian za realizację poleceń regulacyjnych wykraczających poza standardowe obowiązki wynikające z umów dystrybucyjnych.

Dla PGE Energia Odnawialna oznacza to rozwój modelu funkcjonowania aktywów OZE w kierunku bardziej elastycznych jednostek systemowych. Farmy wiatrowe, oprócz produkcji energii, mogą pełnić funkcje wspierające stabilność systemu elektroenergetycznego oraz odpowiadać na bieżące potrzeby operatora. Rozwiązanie to pozwala także na dywersyfikację źródeł przychodów, poprawę rentowności instalacji oraz zwiększenie ich odporności na zmienność warunków rynkowych.

PGE Energia Odnawialna analizuje możliwość rozszerzenia modelu współpracy opartego na usługach elastyczności na kolejne aktywa w swoim portfelu, w tym inne technologie OZE, z uwzględnieniem ich parametrów technicznych i charakterystyki pracy.

Rozwój usług takich jak IRB wpisuje się w rosnące znaczenie mechanizmów elastyczności w systemie elektroenergetycznym, w którym coraz większą rolę odgrywają źródła odnawialne. ■

» TAURON Dystrybucja Magazyn energii

TAURON Dystrybucja przyłączyła do swojej sieci największy magazyn energii w Polsce – instalację o mocy 50 MW, zrealizowaną przez EDF power solutions Polska w Starym Grodkowie (woj. opolskie). Projekt wymagał rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej oraz opracowania rozwiązań umożliwiających integrację wielkoskalowych magazynów energii z siecią dystrybucyjną.

Magazyny energii odgrywają istotną rolę w systemie elektroenergetycznym. Umożliwiają bilansowanie produkcji i zużycia energii, stabilizację pracy sieci oraz zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Przyłączenie magazynu energii w Starym Grodkowie wymagało rozbudowy sieci elektroenergetycznej. W ramach prac wybudowano pole wysokiego napięcia w stacji Grodków, prowadzona jest modernizacja linii 110 kV oraz rozbudowa sieci zwiększająca jej zdolności przesyłowe.

Dzięki tym działaniom możliwe było nie tylko przyłączenie magazynu, ale również zwiększenie możliwości sieci w regionie, w tym w zakresie przyłączania nowych źródeł oraz odbiorców.

Modernizacja stacji Grodków, o wartości ponad 18,8 mln zł, realizowana jest etapami i finansowana ze środków Krajowego Planu Odbudowy (REPowerEU). Pierwszy etap umożliwił uruchomienie magazynu energii, a kolejne zwiększą przepustowość sieci i przygotowują ją do pracy z napięciem 220 kV.



Zdjęcie: TAURON Dystrybucja

Modernizacja stacji Grodków, o wartości ponad 18,8 mln zł, realizowana jest etapami i finansowana ze środków Krajowego Planu Odbudowy

Magazyn energii w Starym Grodkowie stanowi element rozwoju magazynowania energii oraz wspiera elastyczność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Instalacja została objęta 17-letnim kontraktem mocowym.

Projekt wpisuje się w rozwój systemu elektroenergetycznego w kierunku większej elastyczności i odporności na zmiany związane z rosnącym udziałem OZE. W oddziale TAURON Dystrybucji w województwie opolskim na inwestycje w latach 2025–2031 przeznaczono ponad 2 mld zł, co ma wzmocnić sieć oraz stworzyć warunki do rozwoju nowych źródeł i magazynów energii.

Inwestycja jest finansowana w ramach programu G1.2.4 komponentu REPowerEU w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności, dotyczącego budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej. ■

» PGE Dystrybucja Drony na straży sieci dystrybucyjnej

PGE Dystrybucja sfinalizowała zakup pierwszego etapu floty 31 bezzałogowych statków powietrznych, które trafią do wszystkich 7 Oddziałów spółki. Drony wspierają pracowników spółki w codziennej eksploatacji sieci – staną się ważnym narzędziem w monitorowaniu elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej, zwiększając możliwości stałej obserwacji i szybkiej reakcji. Umożliwią one regularną kontrolę i identyfikację miejsc podwyższonego ryzyka, co pomoże ograniczać potencjalne źródła awarii oraz szybciej reagować na zagrożenia.

Weryfikacja stanu sieci z wykorzystaniem dronów będzie nie tylko szybsza,

ale i bezpieczniejsza — szczególnie tam, gdzie dojazd jest utrudniony lub wymaga użycia specjalistycznego sprzętu. Przełoży się to na większą niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz skuteczniejszą prewencję awarii.

Zakupione przez spółkę bezzałogowe statki powietrzne wyposażone są w systemy obserwacyjne i kamery termowizyjne, co umożliwia wykrywanie miejsc, w których dochodzi do niebezpiecznego przegrzewania się elementów infrastruktury. Zastosowane systemy zapewniają prowadzenie obserwacji także po zmroku, co zwiększy gotowość i skuteczność służb niezależnie od pory dnia i nocy. ■

» Energa-Operator

Energetyczni lokalnie

Ponad połowa gmin z północnej i środkowej Polski deklaruje gotowość do tworzenia społeczności energetycznych. Spółka zapowiada rozszerzenie wsparcia dla samorządów i uruchamia program „Zielona fala. Energetyczni lokalnie”, który ma przyspieszyć rozwój lokalnej energetyki i lepsze bilansowanie systemu.

Analiza przygotowana przez Uniwersytet Gdański oraz Univentum Labs objęła ponad 600 gmin z północnej i środkowej Polski. Wskazuje ona rosnące zainteresowanie tworzeniem lokalnych wspólnot energetycznych. Jednocześnie niemal połowa gmin identyfikuje istotne bariery, takie jak ograniczone środki finansowe, złożone procedury prawne oraz ograniczenia infrastrukturalne.

Energa-Operator rozwija współpracę z gminami w zakresie energetyki rozproszonej i społeczności energetycznych. Skala zmian rośnie – w lutym 2025 roku na obszarze działania spółki funkcjonowało 12 spółdzielni energetycznych, natomiast obecnie jest ich 141. Oznacza to łącznie 102 MW mocy zainstalowanej oraz 1023 punkty poboru energii.

Program „Zielona Fala. Energetyczni Lokalnie” obejmuje m.in. warsztaty dla gmin dotyczące tworzenia i funkcjonowania społeczności energetycznych, procesów technicznych i zasad rozliczeń, a także trendów technologicznych i dostępnych instrumentów wsparcia.



Zdjęcie: Energa-Operator

Energa-Operator rozwija współpracę z gminami w zakresie energetyki rozproszonej i społeczności energetycznych

Program realizowany jest we współpracy z instytucjami publicznymi, m.in. Krajowym Ośrodkiem Wsparcia Rolnictwa oraz Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Spółka przygotowała także podręcznik dla gminnych energetyków wspierający wdrażanie rozwiązań w praktyce.

Istotnym elementem działań są również partnerstwa instytucjonalne. Energa-Operator podpisała list intencyjny ze Stowarzyszeniem Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej, a na 2026 rok planowane jest porozumienie z Unią Miasteczek Polskich.

» TAURON Dystrybucja

Wyrok KIO ws. liczników

Krajowa Izba Odwoławcza (KIO) wydała precedensowy wyrok dotyczący postępowania TAURON Dystrybucji na zakup liczników, potwierdzając zgodność zastosowanego podejścia do local content z obowiązującymi przepisami. Decyzja wskazuje, że wymagania dotyczące pochodzenia kapitału oraz rzeczywistego ośrodka decyzyjnego wykonawców mogą być stosowane jako narzędzie wspierania rynku krajowego i wzmocnienia łańcuchów dostaw.

Rozstrzygnięcie ma istotne znaczenie dla sektora energetycznego, w którym od dłuższego czasu oczekiwano jednoznacznej interpretacji przepisów w zakresie promowania polskich i europejskich producentów przy zachowaniu zasad konkurencyjności.

Postępowanie na liczniki zdalnego odczytu było jednym z pierwszych, w których zastosowano rozwiązania pozwalające w sposób mierzalny i weryfikowalny wzmocnić udział komponentu krajowego. Wyrok potwierdza możliwość stosowania takich kryteriów w praktyce zamówień.

TAURON Dystrybucja współpracuje z ponad 250 polskimi firmami, a realizacja prac na sieciach średniego i niskiego napięcia

prowadzona jest przez krajowych wykonawców. Spółka rozwija także metodologię oceny local content, obejmującą nie tylko formalną strukturę własnościową, lecz również rzeczywisty wkład gospodarczy w Polsce i Unii Europejskiej.

W tym celu prowadzone są działania związane z tworzeniem nowych kryteriów oceny ofert oraz mapowaniem łańcuchów dostaw, tak aby udział komponentu krajowego był możliwy do przejrzystego i audytowalnego określenia.

Wyrok KIO stanowi ważny punkt odniesienia dla całej branży energetycznej. Potwierdza możliwość stosowania narzędzi wspierających rozwój krajowego przemysłu w ramach obowiązujących regulacji oraz wpisuje się w kierunek działań administracji publicznej dotyczących wzmocnienia udziału polskich firm w strategicznych sektorach gospodarki.

Rozstrzygnięcie daje podstawę do dalszego rozwijania modelu zamówień uwzględniającego local content przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności, jakości i bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej.

» Enea Operator

Mapa mocy przyłączeniowych



Zdjęcie: Enea Operator

Enea Operator udostępniła Mapę Dostępnych Mocy Przyłączeniowych – interaktywne narzędzie wspierające inwestorów w wyborze lokalizacji inwestycji. Umożliwia ono szybkie sprawdzenie dostępności mocy oraz potencjału energetycznego wybranych obszarów. Nowe narzędzie ma ułatwić ocenę tych czynników już na etapie planowania inwestycji.

Mapa zapewnia dostęp do codziennie aktualizowanych danych. Użytkownicy mogą sprawdzić dostępne moce przyłączeniowe, udział energii z OZE w poszczególnych powiatach oraz dane kontaktowe do właściwego oddziału Enei Operator. Mapa Dostępnych Mocy Przyłączeniowych ma wspierać świadome planowanie inwestycji oraz ułatwiać podejmowanie decyzji biznesowych w warunkach rosnącego znaczenia danych energetycznych.

» Energa-Operator

Spółdzielnie energetyczne – realne oszczędności

Energa-Operator promuje rozwój spółdzielni energetycznych, prezentując ich rzeczywiste efekty ekonomiczne oraz wskazując najbardziej efektywne modele działania. Rozwiązanie to jest wspierane także ze względu na jego wpływ na poprawę stabilności pracy sieci dystrybucyjnej poprzez lepsze bilansowanie lokalnej produkcji i zużycia energii.

Spółdzielnie energetyczne mogą zmniejszać koszty energii nawet o połowę dzięki wspólnemu wytwarzaniu i rozliczaniu energii z odnawialnych źródeł. Odpowiednie bilansowanie produkcji i zużycia energii pozwala ograniczyć część opłat naliczanych odbiorcom. Kluczowym elementem modelu jest grupowe rozliczanie energii oraz bilansowanie godzinowe. Nadwyżki energii oddawane do sieci mogą zostać odebrane w późniejszym czasie w systemie net-meteringu (opustów), w którym każda 1 kWh przekazana do sieci pozwala pomniejszyć pobór o 0,6 kWh.

W przypadku opłat OZE i kogeneracyjnych sposób ich naliczania zależy od bilansu energii. Jeśli spółdzielnia osiąga nadwyżkę energii oddanej do sieci nad pobraną, opłaty rozliczane są zbiorczo i dzielone proporcjonalnie między członków. Energia wytworzona i zużyta w ramach spółdzielni korzysta także ze zwolnień z części opłat, w tym OZE,



Zdjęcie: Energa-Operator

Spółdzielnie energetyczne mogą zmniejszać koszty energii nawet o połowę

kogeneracyjnej i mocowej oraz z obowiązku zakupu świadectw pochodzenia. W przypadku instalacji o mocy do 1 MW energia jest dodatkowo zwolniona z akcyzy.

Analiza dwóch spółdzielni działających na obszarze Energa-Operator pokazuje zróżnicowanie efektów w zależności od skali i sposobu funkcjonowania.

W spółdzielni liczącej 33 członków roczne opłaty OZE, kogeneracyjne i mocowe wyniosły około 48 tys. zł, podczas gdy w standardowym modelu wyniosłyby około 93 tys. zł. Oznacza to oszczędność rzędu 45 tys. zł rocznie. Największe korzyści odnotowano w miesiącach letnich, gdy produkcja energii z OZE była wyższa niż zapotrzebowanie.

W spółdzielni obejmującej 22 członków roczne oszczędności wyniosły około 1 tys. zł.

Niższy poziom wynikał m.in. z mniejszej produkcji energii odnawialnej, mniejszej liczby uczestników oraz mniej efektywnego bilansowania.

Lepsze wyniki osiągają większe spółdzielnie oraz te, które skutecznie kompensują nadwyżki i niedobory energii pomiędzy członkami.

Przedstawione wyliczenia dotyczą opłat dystrybucyjnych, jednak rzeczywiste oszczędności mogą być wyższe, ponieważ mechanizmy rozliczeń wpływają również na koszty energii czynnej oraz innych elementów rachunku. Wysokość korzyści zależy od profilu zużycia, poziomu autokonsumpcji, struktury spółdzielni, warunków taryfowych oraz obowiązujących przepisów.

» PGE Dystrybucja

Nowoczesna sieć, silniejsze regiony

Oddział Warszawa PGE Dystrybucja przekroczył poziom 1 000 km linii średniego napięcia prowadzonych pod ziemią w ramach Programu Kablowania 30 (PK30). Celem programu jest osiągnięcie i przekroczenie 30 proc. udziału linii kablowych SN w sieci.

Na obszarze działania PGE Dystrybucja, obejmującym ponad 40 proc. terytorium Polski, eksploatowanych jest ponad 305 tys. km linii wszystkich napięć, dostarczających energię do blisko 6 mln odbiorców. W samym Oddziale Warszawa sieć liczy ponad 50 tys. km linii oraz obsługuje około 1,1 mln odbiorców.

Program PK30 zakłada budowę blisko 12 tys. km linii kablowych SN przy jednoczesnym demontażu około 8,8 tys. km istniejących linii napowietrznych.

Do końca 2025 roku w PGE Dystrybucja wybudowano 5 781 km linii kablowych SN. W Oddziale Warszawa ich długość wyniosła wtedy 970 km, a w pierwszych miesiącach 2026 roku przekroczyła 1 000 km. Plan na 2026 rok zakłada oddanie do

użytku ponad 250 km nowych linii, co pozwoli osiągnąć łączny poziom ponad 1 200 km.

Znacząca część prac realizowana jest przez krajowe firmy, dysponujące doświadczeniem w budowie infrastruktury elektroenergetycznej. W inwestycjach wykorzystywana jest także technologia układania kabli z użyciem zestawu płużącego, co pozwala skrócić czas realizacji i zwiększyć efektywność prac.

Od 2022 roku w Oddziale Warszawa stosowany jest model dostaw inwestorskich, polegający na zakupie kabli przez inwestora i przekazywaniu ich wykonawcom. Do tej pory zakupiono ponad 1 420 km przewodów, co umożliwi lepszą kontrolę kosztów i stabilność cen w realizowanych projektach.

Rozwój sieci kablowej stanowi jeden z kluczowych elementów poprawy jakości i niezawodności dostaw energii. Jednocześnie zwiększa możliwości przyłączania nowych odbiorców i źródeł energii, wspierając rozwój gospodarczy oraz transformację energetyczną.

>> Stoen Operator

Magazyny energii w sieci miejskiej

Stoen Operator oraz ZPUE realizują w Warszawie zaawansowany projekt magazynowania energii w czynnej sieci dystrybucyjnej. Warsztaty poświęcone inwestycji pozwoliły przedstawić uwarunkowania techniczne, organizacyjne i regulacyjne jej realizacji.

Warszawska sieć dystrybucyjna funkcjonuje w warunkach typowych dla dynamicznie rozwijającej się metropolii. Gęsta zabudowa, rosnące zapotrzebowanie na moc oraz rozwój odnawialnych źródeł energii wymagają zmiany podejścia do zarządzania systemem. Duża liczba odbiorców oraz zmienne profile obciążenia wpływają na sposób pracy infrastruktury elektroenergetycznej.

W odpowiedzi na te wyzwania realizowany jest projekt obejmujący montaż i uruchomienie dziesięciu bateryjnych magazynów energii, zintegrowanych bezpośrednio

ze stacjami SN/nn. Rozwiązanie zostało zaprojektowane jako element codziennej pracy sieci, a nie instalacja pilotażowa.

Integracja magazynów energii z miejską siecią dystrybucyjną wymagała szczegółowego planowania. Kluczowe znaczenie miały lokalizacje urządzeń oraz sposób ich włączenia do istniejącej infrastruktury. Decyzje analizowano pod kątem długofalowego wpływu na pracę systemu.

Magazyny energii zaprojektowano jako element systemowy wspierający stabilność i elastyczność sieci dystrybucyjnej, a nie jako odrębne urządzenia funkcjonujące niezależnie od infrastruktury.

Warsztaty zorganizowane w ramach konferencji „Transformacja energetyczna – nowe technologie i wyzwania biznesu” umożliwiły prezentację projektu z perspektywy technicznej, operacyjnej i formalnej. Spotkanie stworzyło również przestrzeń



Zdjęcie: Stoen Operator

Rozwiązanie zostało zaprojektowane jako element codziennej pracy sieci, a nie instalacja pilotażowa

do wymiany doświadczeń dotyczących decyzji podejmowanych w trakcie realizacji projektu. Wnioski mogą być wykorzystane przy planowaniu podobnych inwestycji w innych lokalizacjach. Dla rynku oznacza to dostęp do wiedzy operacyjnej, która zazwyczaj pojawia się dopiero na etapie realizacji własnych wdrożeń.

>> PGE Dystrybucja

Nowa linia kablowa w Puszczy Białowieskiej

Zakończono budowę 7-kilometrowej kablowej linii średniego napięcia między miejscowościami Czerlonka i Grudki w rejonie Białowieży. Inwestycję zrealizowano z wykorzystaniem maszyny płużącej, a równocześnie zdemontowano blisko 7 km linii napowietrznej.

Projekt wpisuje się w działania związane z programem Tarcza Wschód, ukierunkowane na wzmocnienie odporności infrastruktury krytycznej w pasie przygranicznym. Kablowanie sieci zwiększa bezpieczeństwo i niezawodność zasilania, ograniczając podatność infrastruktury na uszkodzenia mechaniczne, warunki atmosferyczne oraz oddziaływanie zewnętrzne.

Inwestycje w tym regionie realizowane są w wymagających warunkach, zarówno pod względem bezpieczeństwa, jak i ochrony środowiska. Obszar Puszczy Białowieskiej objęty jest licznymi ograniczeniami przyrodniczymi, co wymaga dostosowania technologii budowy i ścisłej współpracy z lokalnymi instytucjami.

Rejon Energetyczny Bielsk Podlaski przygotowuje się do realizacji drugiego etapu przedsięwzięcia, obejmującego przebudowę

kolejnych 10 km napowietrznych linii SN na linie kablowe na odcinku od Hajnówki do Czerlonki. Inwestycja umożliwi domknięcie pierścieniowego układu zasilania Białowieży, co pozwoli na utrzymanie dostaw energii w przypadku awarii jednej z linii.

Zastępowanie linii napowietrznych kablowymi ogranicza ryzyko awarii spowodowanych zjawiskami pogodowymi, takimi jak silny wiatr, opady czy oblodzenie. W efekcie poprawia się ciągłość dostaw energii i niezawodność pracy sieci.

Inwestycja realizowana jest w ramach programu PK30, zakładającego zwiększenie udziału sieci kablowych do co najmniej 30 proc. W tym celu wykorzystywane są nowoczesne technologie, w tym maszyny płużące, które umożliwiają szybszą budowę linii przy jednoczesnym ograniczeniu ingerencji w środowisko.

W 2025 roku na obszarze działania PGE Dystrybucja wybudowano blisko 990 km kablowych linii średniego napięcia, w tym 185 km w oddziale Białystok. Łączna długość linii kablowych zrealizowanych od 2019 roku wyniosła 5 870 km.

>> TAURON Dystrybucja

Miesięczne rozliczenia prosumentów

TAURON Dystrybucja wprowadza od 1 września 2026 roku miesięczny okres rozliczeniowy dla wszystkich prosumentów przyłączonych do swojej sieci. Zmiana oznacza odejście od prognoz na rzecz faktur opartych na rzeczywistych odczytach. Rachunki będą odzwierciedlały sezonowość produkcji energii – wyższą zimą i niższą latem. Prosumenci otrzymają także fakturę rozliczeniową za okres od 31 sierpnia 2026 roku.

Wraz z wprowadzeniem miesięcznych rozliczeń rośnie znaczenie bieżącego dostępu do danych pomiarowych. Aplikacja eLicznik umożliwi monitorowanie zużycia energii w krótkich interwałach czasowych i analizę profilu pracy instalacji, co pozwala lepiej zarządzać energią. Nowy model stanowi pierwszy etap szerszej zmiany, której celem jest wprowadzenie rozliczeń opartych na rzeczywistym zużyciu dla wszystkich odbiorców energii.

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska

Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w kwietniu 2026 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE	<ul style="list-style-type: none"> Ustawa z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw /UC84/ – Dziennik Ustaw z 15 kwietnia 2026 r., poz. 516 Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki /UDER92/ – wersja na RM – 22.04 Uzasadnienie do projektu UDER92 OSR do projektu UDER92 Pismo ME – skierowanie projektu UDER92 do RM – 23.04
2.	Rozporządzenie systemowe	<ul style="list-style-type: none"> Tabela z odniesieniem się ME do uwag zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych projektu (dot. poprawy bilansowania) rozporządzenia Ministra Energii zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – 29.04
3.	Zagadnienia taryfowe	<ul style="list-style-type: none"> Prezentacja PTPIREE/PSE – podsumowanie (materiał roboczy) propozycji na potrzeby prac Zespołu przy ME – 22.04 Pismo ME z prośbą o odniesienie się PTPIREE do inicjatywy legislacyjnej OSDn (TIEW) – 10.04 Wniosek TIEW (pismo do ME) z postulatem podjęcia inicjatywy w zakresie zmian w zasadach rozliczania w odniesieniu do OSDn Korespondencja PTPIREE – ME z odniesieniem się do wystąpienia TIEW – 20.04
4.	Propozycja przepisów umożliwiających obrót produktami dot. elastyczności przez platformę zorganizowaną przez TGE	<ul style="list-style-type: none"> Korespondencja z ME z propozycją przepisów umożliwiających obrót produktami dot. elastyczności przez platformę zorganizowaną przez TGE – 8.04 Odniesienie się OSD/PTPIREE do propozycji zmian przepisów umożliwiających obrót produktami dot. elastyczności przez platformę zorganizowaną przez TGE – 10.04
5.	Inicjatywa nowelizacji tzw. specustawy przesyłowej	<ul style="list-style-type: none"> Korespondencja do ME – inicjatywa PTPIREE podjęcia prac legislacyjnych nad projektem ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych – 20.04 Projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych

1. Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

15 kwietnia w Dzienniku Ustaw opublikowana została ustawa z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw /UC84/. Co do zasady nowelizacja weszła w życie po 14 dniach, tj. 30 kwietnia. Dla przypomnienia – nowelizacja ta wprowadziła szereg istotnych zmian w regulacjach energetycznych, przede wszystkim w zakresie procesu przyłączeniowego (m.in. skrócenie okresu ważności WP – do 1 roku; wprowadzenie „kamieni milowych”; wprowadzenie elastycznych/konfigurowalnych umów

o przyłączenie do sieci; dopuszczenie zmiany WP w zakresie lokalizacji inwestycji; brak obowiązku weryfikacji tytułu prawnego, rozszerzenie prawa przyłączenia w ramach cable pooling; podwyższenie zaliczek na poczet opłaty przyłączeniowej, wprowadzenie opłaty za rozpatrzenie wniosku o przyłączenie, wprowadzenie obowiązku ustanowienia zabezpieczenia należytego wykonania umowy; zobowiązanie operatorów do opracowania – i publikacji – jednolitego zbioru zasad opisujących procedury, terminy i kryteria stosowane przy rozpatrywaniu wniosków). Nowelizacja zawiera także regulacje przejściowe opisujące szereg wariantów zastosowania nowych regulacji – w zależności

od stopnia zaawansowania procesów przyłączeniowych.

W związku z publikacją ustawy w gronie Operatorów rozpoczęto prace nad wdrożeniem w życie nowych rozwiązań m.in. z zakresu przyłączania do sieci, informowania odbiorców itp.

Kontynuowane są przygotowawcze prace nad pełnym wdrożeniem CSIRE – prowadzone są testy działania CSIRE oraz testy wydajnościowe. W ramach powołanych struktur i zespołów analizowane są wyniki testów oraz opracowywane niezbędne materiały.

Trwają także uzgodnienia w ramach Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania przy ME dotyczące zmian w tzw. rozporządzeniu pomiarowym.

Pod koniec kwietnia Minister Energii skierował z prośbą o rozpatrzenie podczas kolejnego posiedzenia Rady Ministrów – projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki /UDER92/. Projektowana regulacja, w konsultacjach publicznych których pod koniec 2025 r. uczestniczyło PTPIREE, ma na celu „uproszczenie obowiązujących regulacji i lepsze ich dostosowanie do potrzeb obywateli”. Wśród zagadnień, dla których zaproponowano zmiany, są m.in.: uproszczenie rachunków za energię elektryczną, zmiana podstawowej formy wymiany korespondencji z przedsiębiorstwami energetycznymi na postać elektroniczną, liberalizacja rozliczeń za ciepło, rozwiązania służące sector couplingowi, wprowadzenie definicji magazynu ciepła lub chłodu. Projekt zawiera określenie terminu instalowania przez operatorów systemów elektroenergetycznych układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej u odbiorców (do 21 dni od otrzymania od sprzedawcy energii informacji o zawarciu przez odbiorcę umowy sprzedaży lub kompleksowej umowy sprzedaży energii elektrycznej). Co istotne – projekt zawiera również zapisy (dodane na etapie prac międzyresortowych) przedłużające do września 2028 r. możliwość obowiązywania kilku aktów wykonawczych, tj. rozporządzenia systemowego, rozporządzenia ws. procesów rynku energii oraz ws. wprowadzania ograniczeń.

2. Rozporządzenie systemowe

W ostatnich dniach kwietnia na RCL opublikowano odniesienie się Ministerstwa Energii do uwag zgłaszanych w ramach konsultacji projektu rozporządzenia Ministra Energii zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Proponowane w projekcie nowelizacji rozwiązania mają na celu wprowadzać zachęty dla uczestników systemu skutkujące poprawą jakości bilansowania.

Z zestawienia wynika, że uwzględniono zmianę postulowaną przez OSD/PTPIREE, a przekazaną do resortu w porozumieniu i poprzez PKEE/PGE. Mianowicie – ze względu na okres niezbędny na zmianę własnych systemów przez OSD w celu dostosowania do wprowadzanych regulacji – do 9 miesięcy od terminu publikacji nowelizacji przedłużony

zostanie termin wejścia w rozwiązania dodawanego §13a. Zawarte tam rozwiązanie nakłada na OSD obowiązek publikowania na stronie internetowej danych dot. mocy dostarczonej oraz pobranej z sieci OSD przez jednostki wytwórcze oraz magazyny energii, a także dane dot. transferów mocy między połączonymi systemami dystrybucyjnymi oraz siecią OSP. Dodatkowo, dane te mają być korygowane przez OSD w sytuacji, gdyby zachodziła taka konieczność, a także udostępniane za pomocą dedykowanego systemu teleinformatycznego (w celu ułatwienia ich wykorzystanie przez POB na potrzeby bilansowania portfeli handlowych).

3. Zagadnienia taryfowe

W kwietniu – zarówno na szczeblu zespołu głównego, jak i w ramach roboczych podgrup – kontynuowano prace powołanego przy Ministrze Energii Zespołu ds. poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej. W ramach uzgodnień, przygotowane są przez ekspertów taryfowych OSD/w ramach RDT materiały analityczne i symulacje skutków rozpatrywanych wariantów, przede wszystkim dot. wsparcia odbiorców energochłonnych. Analizowany jest także potencjalny wpływ rozpatrywanych wariantów i zasad rozliczania na pozostałych odbiorców. Prace i spotkania są kontynuowane w maju.

W kwietniu PTPIREE odniosło się do propozycji inicjatywy legislacyjnej mającej na celu poprawę warunków funkcjonowania operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, do których sieci przyłączone są duże instalacje wytwórcze (np. elektrociepłownie).

4. Propozycja przepisów umożliwiających obrót produktami dot. elastyczności przez platformę zorganizowaną przez TGE

W pierwszej dekadzie kwietnia PTPIREE odniosło się do propozycji regulacji dotyczących wprowadzenia możliwości pozyskiwania usług elastyczności przez platformę organizowaną przez spółkę prowadzącą giełdę towarową – poprzez

modyfikację przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. Po analizie propozycji w odpowiedzi wskazano na ograniczoną możliwość oceny z perspektywy OSD skutków propozycji, ze względu na jej ogólny i ramowy charakter, zasygnalizowano już jednocześnie pewne wątpliwości interpretacyjne wymagające wyjaśnienia na dalszym etapie prac – w szczególności w zakresie zasad funkcjonowania platformy, modelu produktowego, podziału odpowiedzialności pomiędzy uczestników rynku, konsekwencji regulacyjnych dla OSD, spójności z krajowym i unijnym otoczeniem regulacyjnym oraz kwalifikacji i rozliczania kosztów usług elastyczności. Zadeklarowano jednocześnie gotowość Operatorów do ew. dalszych dyskusji nad projektowanymi rozwiązaniami.

5. Inicjatywa nowelizacji tzw. specustawy przesyłowej

W kwietniu do resortu energii skierowany został – z prośbą o podjęcie prac legislacyjnych – opracowany w ramach PTPIREE projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych. Projekt przewiduje objęcie szczególnymi rozwiązaniami ustawowymi budowy linii o napięciu równym lub wyższym niż 15 kV w ramach inwestycji o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa i gospodarki narodowej, realizowanych na podstawie przepisów szczególnych, a także budowy linii o napięciu równym lub wyższym niż 15 kV na potrzeby ogólnodostępnych stacji ładowania dużych mocy. Zaproponowano także aktualizację wykazu inwestycji towarzyszących. Istotnym elementem projektowanych zmian jest objęcie szczególnymi rozwiązaniami ustawowymi budowy linii 110 kV realizowanych w ramach inwestycji priorytetowych ujętych w Planach Rozwoju OSD uzgodnionych z Prezesem URE. Proponowane rozwiązania są ukierunkowane na usprawnienie procesu przygotowania i realizacji inwestycji sieciowych o istotnym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozwoju sieci elektroenergetycznych, przyłączania nowych odbiorców oraz nowych źródeł wytwórczych, a także dla wsparcia procesu transformacji energetycznej.



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



Nowe obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w projekcie nowelizacji ustawy o OZE i prawa energetycznego

Projekt ustawy o zmianie ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (ustawa o OZE) oraz niektórych innych ustaw z 24 kwietnia 2026 r. przewiduje szereg zmian istotnych dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), przede wszystkim operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Część z nich wynika z implementacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 (RED III), której jednym z głównych celów jest przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), uproszczenie procedur administracyjnych oraz lepsza integracja sektorów energii elektrycznej, ciepła i chłodu. Projekt obejmuje jednak nie tylko klasyczne ułatwienia inwestycyjne, lecz także nowe obowiązki operacyjne, weryfikacyjne i planistyczne dla OSD.

Szybsze wydawanie warunków przyłączenia

Jedną z najistotniejszych zmian dla OSD jest modyfikacja terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (art. 7 ust. 8g ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dalej: Prawo energetyczne).

Obecnie przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej biogazowni rolniczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 2 MW, spełniającej warunki określone w ustawie o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także

ich funkcjonowaniu (art. 7 ust. 8g pkt 6 Prawa energetycznego).

Projekt zakłada objęcie 90-dniowym terminem również wniosków o zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15 proc. (projektowany art. 7 ust. 8g pkt 6 Prawa energetycznego). Warunek jest jednak podwójny: zwiększenie mocy nie może prowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej ani do zmiany parametrów technicznych tej sieci. Projekt wyłącza też przypadki, które już obecnie podlegają krótszym terminom wynikającym z innych jednostek redakcyjnych tego przepisu (art. 7 ust. 8g pkt 1–3 i 7 Prawa energetycznego).

Drugą zmianą jest dodanie 14-dniowego terminu na wydanie warunków przyłączenia dla określonych pomp ciepła (projektowany art. 7 ust. 8g pkt 8 Prawa energetycznego). Termin ten ma dotyczyć pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW, a także pomp o mocy większej niż 12 kW i nie większej niż 50 kW, jeżeli co najmniej 60 proc. mocy zainstalowanej elektrycznej pompy ciepła objętej wnioskiem stanowi moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji należącej do prosumenta.

Także w tym przypadku projekt przewiduje istotne ograniczenia. Przyłączenie pompy ciepła do sieci elektroenergetycznej nie może prowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa pracy tej sieci, zmiany jej parametrów technicznych ani konieczności budowy, przebudowy lub modernizacji przyłącza. Przepis ten nie ma być stosowany do pomp ciepła przyłączanych na obszarach form ochrony zabytków oraz na obszarach obiektów ujętych w wykazie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa.

W praktyce oznacza to, że operatorzy będą musieli szybciej klasyfikować wnioski i sprawniej oceniać, czy dana sprawa

mieści się w preferencyjnym reżimie terminowym. Największe znaczenie operacyjne może mieć nie sam termin, lecz konieczność szybkiej oceny technicznej, czy dana inwestycja rzeczywiście nie ingeruje w parametry pracy sieci.

„Milcząca zgoda” w ocenie formalnej wniosku

Projekt wprowadza mechanizm formalnego domknięcia etapu oceny kompletności wniosku o określenie warunków przyłączenia instalacji OZE (projektowane art. 7 ust. 8gb–8gd Prawa energetycznego).

Jeżeli wniosek nie spełnia wymogów formalnych albo został złożony niezgodnie z właściwym wzorem, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw lub energii ma wezwać wnioskodawcę do usunięcia braków w terminie 30 dni od dnia wpływu wniosku. Brak wezwania w tym terminie ma skutkować przyjęciem, że wniosek spełnia wymogi formalne. Na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie OSD ma też pisemnie potwierdzać spełnienie wymogów formalnych.

To rozwiązanie istotnie przesuwaa ciężar organizacyjny na operatorów. Jeżeli OSD nie stwierdzi braków formalnych w terminie 30 dni, utraci możliwość powoływania się na nie na tym etapie. W konsekwencji konieczne może być dostosowanie procedur kancelaryjnych i technicznych tak, aby już po wpływie wniosku możliwa była szybka ocena jego kompletności.

Nowa rola OSD w systemie gwarancji pochodzenia

Projekt gruntownie przebudowuje system gwarancji pochodzenia. Kompetencje w zakresie wydawania gwarancji mają zostać przeniesione z Prezesa Urzędu

Regulacji Energetyki (Prezes URE) na operatora rejestru gwarancji pochodzenia, którym ma być podmiot prowadzący giełdę towarową albo rynek regulowany na terytorium RP. Projekt definiuje też rejestr gwarancji pochodzenia jako system teleinformatyczny służący m.in. do wydawania, uznawania, obrotu i umarzania gwarancji.

Dla OSD kluczowe znaczenie ma nowy obowiązek weryfikacji wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia w zakresie energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci (projektowany art. 121a ustawy o OZE). Weryfikacji ma dokonywać operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operator systemu przesyłowego (OSP), na którego obszarze działania została przyłączona instalacja OZE. Weryfikacja ma obejmować określone dane zawarte we wniosku.

Projekt przewiduje krótki termin na dokonanie tej czynności. OSD ma przekazać operatorowi rejestru gwarancji pochodzenia informację o wyniku weryfikacji oraz potwierdzenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w terminie 15 dni od dnia złożenia wniosku. Potwierdzenie ma być ustalane na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

Projekt przyznaje OSD dostęp do rejestru gwarancji pochodzenia w celu weryfikacji danych zawartych we wnioskach (projektowany art. 125² ust. 2 pkt 1 ustawy o OZE). Jednocześnie podmioty mające dostęp do rejestru, w tym operatorzy systemów, będą zobowiązane do zapewnienia ochrony informacji przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności danych.

Z perspektywy OSD jest to istotna zmiana funkcjonalna. Operator nie będzie jedynie podmiotem posiadającym dane pomiarowe, lecz formalnym uczestnikiem procedury wydawania gwarancji pochodzenia.

Cable pooling i opomiarowanie instalacji współdzielących przyłącze

Projekt doprecyzowuje zasady korzystania z systemów wsparcia przez instalacje OZE przyłączane w formule współdzielenia przyłącza (cable pooling) (m.in. art. 70a, art. 71 i art. 75 ustawy o OZE).

Przewiduje, że w określonych przypadkach nie będzie wymagane posiadanie wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z danej instalacji, jeżeli instalacje są przyłączone lub planowane do przyłączenia



Zdjęcie: Adobe Stock, Rifaq

Dla OSD kluczowe znaczenie ma nowy obowiązek weryfikacji wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia w zakresie energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci

w trybie współdzielenia przyłącza (art. 7 ust. 1f Prawa energetycznego). Warunkiem ma być jednak to, aby w jednym miejscu przyłączenia znajdowały się wyłącznie instalacje OZE.

Jednocześnie każda z instalacji OZE przyłączonych w takim modelu ma być wyposażona – przed układem pomiarowo-rozliczeniowym zainstalowanym w miejscu przyłączenia do sieci – w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej wyprowadzonej wyłącznie z tej instalacji.

Zmiana ta ma znaczenie praktyczne dla OSD, ponieważ zwiększa wagę prawidłowego przypisania danych pomiarowych do poszczególnych instalacji. Nawet jeżeli kilka instalacji korzysta ze wspólnego przyłącza, dane muszą pozwalać na rozdzielanie wolumenów energii na poziomie każdej instalacji. W uzasadnieniu wskazano, że celem zmian jest umożliwienie korzystania z systemów wsparcia przez instalacje przyłączane w formule współdzielenia przyłącza (cable pooling) oraz zwiększenie wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej.

Planowanie sieci i integracja z ciepłownictwem

Projekt zmienia zasady oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych przez OSD elektroenergetycznych (art. 10d Prawa energetycznego). OSD elektroenergetyczny będzie oceniał ten potencjał m.in. w zakresie magazynowania ciepła pochodzącego z nadwyżek energii elektrycznej

z OZE. Ocena ma również określać warunki umożliwiające efektywne rynkowo wykorzystanie tego potencjału.

Uzasadnienie wskazuje, że projektowane rozwiązanie ma służyć wykonaniu obowiązków wynikających z dyrektywy RED III (art. 24 ust. 8 dyrektywy RED III). Chodzi o koordynację między operatorami systemów ciepłowniczych i chłodniczych a operatorami systemu przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, tak aby możliwe było świadczenie usług bilansujących, magazynowania oraz innych usług elastyczności, w tym odpowiedzi odbioru, na rynkach energii elektrycznej.

Powiązana zmiana dotyczy obowiązków planistycznych przedsiębiorstw energetycznych (art. 16 Prawa energetycznego). Projekt zakłada dodanie do katalogu dokumentów uwzględnianych przy sporządzaniu planów rozwoju także oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych (art. 10d ust. 1 Prawa energetycznego). W przypadku OSD elektroenergetycznych oznacza to konieczność powiązania planowania rozwoju sieci z potencjałem elastyczności po stronie systemów ciepłowniczych i chłodniczych.

Projekt przewiduje również krótkie terminy dostosowawcze. OSD mają dostosować oceny potencjału w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie ustawy (art. 41 ustawy zmieniającej). Z kolei OSD oraz OSP mają dostosować plany rozwoju do nowego wymogu w terminie 90 dni od dnia wejścia w życie ustawy (art. 43 ustawy zmieniającej).

Ułatwienia środowiskowe dla inwestycji sieciowych

Rozważa się wprowadzenie rozwiązania istotnego dla rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznych służących integracji instalacji OZE z systemem elektroenergetycznym (projektowany art. 160p ustawy o OZE). Jeżeli taki projekt podlega ocenie oddziaływania na środowisko albo wymaga ustalenia, czy taka ocena jest konieczna, analiza ma być ograniczona do potencjalnego wpływu wynikającego z rozbudowy lub modernizacji w porównaniu z istniejącą infrastrukturą sieciową. Celem regulacji jest ograniczenie zakresu procedury środowiskowej dla projektów wzmacniających sieć elektroenergetyczną, jeżeli wzmocnienie to jest wymagane dla włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego. Rozwiązanie nie oznacza zatem automatycznego zwolnienia inwestycji sieciowych z procedur środowiskowych, lecz zawężenie zakresu badania tam, gdzie procedura taka pozostaje wymagana.

Projekt ustawy deregulacyjnej w zakresie energetyki – nowe obowiązki operacyjne OSD

Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki został zgłoszony przez Radę Ministrów, wpłynął do Sejmu 8 maja 2026 r., następnie 29 maja 2026 r. po trzecim czytaniu na posiedzeniu Sejmu projekt ten został przekazany Prezydentowi i Marszałkowi Sentu. Projekt ma charakter przekrojowy i obejmuje przede wszystkim zmiany w Prawie energetycznym, ustawie o OZE, ustawie o zapasach oraz ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Z uzasadnienia wynika, że zasadniczym celem projektu jest uproszczenie regulacji oraz lepsze dostosowanie ich do potrzeb odbiorców i przedsiębiorców, przy czym część rozwiązań jest efektem prac Rządowego Zespołu ds. Deregulacji, a część – prac zespołu zajmującego się transformacją ciepłownictwa.

Projekt ustawy deregulacyjnej przewiduje także zmiany istotne dla OSD elektroenergetycznych. Mają one przede wszystkim charakter operacyjny i informacyjny: z jednej strony dotyczą przewidywalności instalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych u odbiorców, z drugiej – udziału OSD w przekazywaniu danych niezbędnych do ustalania udziału energii

elektrycznej z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).

Instalacja układów pomiarowo-rozliczeniowych

Pierwsza zmiana dotyczy terminu instalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych. Po otrzymaniu od sprzedawcy informacji o zawarciu umowy sprzedaży albo kompleksowej umowy sprzedaży energii elektrycznej przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej będzie zobowiązane niezwłocznie skontaktować się z odbiorcą w celu ustalenia daty instalacji układu pomiarowo-rozliczeniowego. Instalacja powinna nastąpić w terminie nie dłuższym niż 21 dni od dnia otrzymania tej informacji od sprzedawcy (projektowany art. 7 ust. 25 Prawa energetycznego). W praktyce oznacza to ustawowe powiązanie procesu sprzedażowego z obowiązkami operatora w zakresie uruchomienia pomiaru po stronie odbiorcy. Znaczenie będzie miała więc nie tylko organizacja pracy OSD, lecz także sprawność przekazywania informacji między sprzedawcą a operatorem.

Raportowanie danych o OZE

Druga zmiana wiąże się z elektryfikacją ciepłownictwa i projektowanymi zasadami kwalifikowania ciepła wytwarzanego w kotłach elektrycznych jako ciepła pochodzącego z OZE. Jeżeli kocioł elektryczny będzie zasilany energią elektryczną pobieraną z KSE, udział energii z OZE ma być ustalany na podstawie procentowego udziału energii elektrycznej z OZE w KSE w roku poprzednim. Informację tę będzie co roku publikował OSP (projektowany art. 116 ust. 1d ustawy o OZE).

W tym mechanizmie istotną funkcję otrzymają OSD elektroenergetyczni. Będą oni zobowiązani do przekazywania OSP danych o ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci przez instalacje OZE przyłączone do sieci dystrybucyjnej oraz danych o ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci przez wszystkie źródła energii przyłączone do tej sieci (projektowany art. 116 ust. 1e ustawy o OZE). W przypadku OSD, których sieci nie mają bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, dane mają być przekazywane za pośrednictwem OSD posiadających takie połączenie.

Projekt przewiduje również szczególne terminy dla pierwszego wykonania tego obowiązku. OSD elektroenergetyczni mają po raz pierwszy przekazać informacje za rok poprzedzający rok wejścia w życie ustawy w terminie 45 dni od dnia jej wejścia w życie. Natomiast OSD, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, mają przekazać dane do właściwych OSD posiadających takie połączenia w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy. OSP ma opublikować pierwszą informację o udziale energii elektrycznej z OZE w KSE w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie ustawy (art. 11 ust. 1–2 projektu).

Łącznie zmiany te pokazują, że projekt zwiększa rolę OSD jako podmiotów odpowiedzialnych nie tylko za fizyczne funkcjonowanie sieci, lecz także za sprawne uruchamianie pomiaru i dostarczanie danych wykorzystywanych w szerszych mechanizmach transformacji energetycznej.

Przegląd orzecznictwa

Na uwagę OSD zasługuje wyrok Sądu Okręgowego w Olsztynie z 30 marca 2026 r. (sygn. akt IX Ca 1508/25), dotyczący dochodzenia opłaty za pobór energii elektrycznej bez zawartej umowy. Orzeczenie jest istotne nie dlatego, że definitywnie przesądza odpowiedzialność odbiorcy, lecz dlatego, że porządkuje kilka praktycznych zagadnień dowodowych.

W uzasadnieniu Sąd Okręgowy zwrócił uwagę, że dla oceny nielegalnego poboru energii elektrycznej decydujące znaczenie ma identyfikacja konkretnego punktu poboru energii, a nie sam adres wskazany w umowie. Sąd podkreślił również, że przed oceną przedawnienia konieczne jest ustalenie, czy w spornym okresie pobór następował na podstawie obowiązującej umowy, czy też bez jakiegokolwiek tytułu prawnego. Istotne jest także zastrzeżenie, że w przypadkach poboru energii po rozwiązaniu stosunku umownego sytuacja prawna nie jest automatycznie jednoznaczna, ponieważ w określonych okolicznościach może pojawić się argument dorozumianego zawarcia umowy. Jednocześnie sąd przypomniał, że ustalenie nielegalnego poboru energii nie wymaga badania winy podmiotu pobierającego energię w znaczeniu subiektywnym, lecz opiera się na obiektywnym stwierdzeniu poboru bez podstawy prawnej.



PTPiREE

VII KONFERENCJA

LINIE I STACJE ELEKTROENERGETYCZNE

21-22 PAŹDZIERNIKA 2026 R. / WISŁA

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- Wpływ dynamicznego rozwoju OZE na planowanie i eksploatację sieci elektroenergetycznych.
- Projektowanie i budowa linii napowietrznych i kablowych oraz stacji elektroenergetycznych – aktualne wyzwania i dobre praktyki.
- Nowoczesne technologie układania linii kablowych – aspekty techniczne, środowiskowe i ekonomiczne.
- Przebudowa linii napowietrznych SN z przewodami gołymi na linie kablowe lub izolowane linie napowietrzne – uwarunkowania i korzyści.
- Kompaktowe rozdzielnie 110 kV – technologie, zastosowania i wymagania techniczne.
- Rozdzielnice i aparatura bez SF₆ – wymagania, ryzyka dostaw, doświadczenia eksploatacyjne.
- Standaryzacja rozwiązań technicznych a Prawo zamówień publicznych – SIWZ, wymagania funkcjonalne.
- Rozwój cyfryzacji i systemów SCADA w zarządzaniu siecią – nowe funkcjonalności i wymagania integracyjne.
- Automatyzacja łączeń w stacjach SN/nn – zapewnienie niezawodnej komunikacji, cyberbezpieczeństwo.
- Ograniczanie wzrostu napięcia w sieciach niskiego napięcia spowodowanego intensywnym przyłączaniem mikroinstalacji – rozwiązania techniczne i regulacyjne.
- Monitoring i diagnostyka linii elektroenergetycznych – rejestracja zakłóceń, lokalizacja zwarców, systemy predykcyjne.
- Ocena stanu technicznego stacji i linii elektroenergetycznych – kryteria techniczne, wymogi prawne i narzędzia wspomagające decyzje inwestycyjne.
- Doświadczenia z eksploatacji linii i stacji elektroenergetycznych – dobre praktyki, działania prewencyjne.
- Analiza opłacalności inwestycji infrastrukturalnych w sieciach elektroenergetycznych – modele finansowe, ryzyka, wskaźniki efektywności.

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

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

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

Ford Puma Gen-E

Miejski drapieźnik w elektrycznym wydaniu

Ford Puma to od lat jeden z najchętniej wybieranych miejskich crossoverów w Europie. Przejście tego modelu na zasilanie czysto elektryczne było tylko kwestią czasu. Zamiast jednak decydować się na ryzykowną rewolucję stylistyczną, Ford postawił na sprawdzony przepis – wziął to, co klienci pokochali w spalinowej Pumie, i wyposażył ją w wydajny, nowoczesny napęd na prąd. Tak powstał Ford Puma Gen-E, samochód skrojony pod wymagania współczesnych miast.

Ewolucja z zewnątrz, rewolucja w funkcjonalności

Na pierwszy rzut oka Puma Gen-E nie krzyczy, że jest samochodem elektrycznym. Zachowano znajome, dynamiczne proporcje, które stały się wizytówką modelu. Producent wprowadził jedynie drobne modyfikacje aerodynamiczne: przedni grill został zabudowany, przeprojektowano dolne wloty powietrza, a w nadkolach zagościły nowe, zoptymalizowane pod kątem oporów powietrza felgi (w rozmiarze 17 lub 19 cali).

Prawdziwa rewolucja zaszła w zagospodarowaniu przestrzeni. Z racji braku klasycznego układu napędowego, Puma Gen-E bije na głowę większość elektrycznych rywali z segmentu B pod względem praktyczności.

Frunek (przedni bagażnik) – miejsce, w którym wcześniej znajdował się silnik benzynowy, przekształcono w 43-litrowy schowek. To idealna przestrzeń na kable do ładowania, do których mamy łatwy dostęp nawet wtedy, gdy główny bagażnik jest załadowany pod sam dach.

GigaBox – ewolucja słynnego z wersji spalinowych MegaBoxa. Pod podłogą głównego bagażnika, którego łączna pojemność wynosi imponujące 574 litry, ukryto potężny, wodoodporny schowek z korkiem spustowym. Można tam bez obaw wrzucić mokre buty zimowe lub ubłocony sprzęt sportowy, a po powrocie do domu po prostu umyć wnętrze schowka węžem ogrodowym.

We wnętrzu zrezygnowano z tradycyjnej dźwigni zmiany biegów. Zastąpiono ją niewielkim wybierakiem przy kierownicy, co pozwoliło na zaprojektowanie nowej, „wiszącej” konsoli środkowej. Zapewnia ona więcej miejsca na drobiazgi i potęguje poczucie przestrzenności z przodu kabiny.

Osiągi i radość z jazdy

Puma zawsze słynęła z tego, że prowadzi się świetnie. Wersja elektryczna zachowuje ten charakter. Dzięki umieszczeniu akumulatorów pod podłogą, środek ciężkości znalazł się znacznie niżej, co przekłada się na pewne zachowanie w zakrętach.

Samochód napędza silnik elektryczny umieszczony przy przedniej osi, generujący 168 KM mocy oraz 290 Nm natychmiastowo dostępnego momentu obrotowego. Reakcja na gaz jest błyskawiczna, a sprint od 0 do 100 km/h zajmuje równe 8 sekund. Prędkość maksymalna została elektronicznie ograniczona do 160 km/h.

Ogromnym ułatwieniem w warunkach miejskich jest system one-pedal driving. Pozwala on na przyspieszanie i hamowanie



Zdjęcie: ford.pl

Ford Puma Gen-E, to samochód skrojony pod wymagania współczesnych miast

wyłącznie za pomocą jednego pedału. Odpuszczenie gazu powoduje silną rekuperację energii, co z jednej strony ładuje baterię w trakcie jazdy (szczególnie w korkach), a z drugiej drastycznie zmniejsza zużycie tradycyjnych klocków hamulcowych.

Zasięg, który wystarczy na co dzień

Ford zdecydował się na zamontowanie w modelu Gen-E baterii o pojemności 43 kWh. Choć na rynku znajdziemy modele z większymi akumulatorami, inżynierom Forda udało się zrekompenzować tę różnicę świetną optymalizacją zużycia energii, które wynosi średnio zaledwie 13,1 kWh/100 km.

Specyfikacja Techniczna

Moc silnika / moment obrotowy wynosi 168 KM / 290 Nm, a przyspieszenie 0-100 km/h 8,0 s. Zasięg w trybie mieszanym wynosi do 376 km. Jednak w naturalnym środowisku Puma Gen-E, czyli w mieście, systemy odzyskiwania energii pozwalają wydłużyć ten dystans nawet do 523 km na jednym ładowaniu.

Samo ładowanie nie nastrocza problemów podczas dłuższych tras. Samochód obsługuje ładowarki prądu stałego (DC) o mocy do 100 kW. Oznacza to, że uzupełnienie energii od 10 proc. do 80 proc. – idealnie podczas przerwy na kawę na stacji – zajmuje zaledwie 23 minuty. W domu standardowa ładowarka prądu przemiennego (AC) o mocy 11 kW ładuje auto do pełna w 5 do 6 godzin, co pozwala bez stresu uzupełnić energię nocą.

Podsumowanie

Ford Puma Gen-E (startująca w polskich salonach z pułapu ok. 164 900 zł za wersję bazową) to samochód, który nie próbuje wymyślać koła na nowo. Zamiast tego oferuje bardzo przemyślane podejście do elektromobilności. Łączy w sobie lubiany i wpadający w oko design z niezwykle praktycznym wnętrzem, świetnymi właściwościami jezdnyimi oraz zasięgiem, który dla 90 proc. kierowców poruszających się głównie po mieście i przedmieściach, będzie w zupełności wystarczający.

Kasper Teszner, Biuro PTPiREE

39. MIĘDZYNARODOWE ENERGETYCZNE TARGI BIELSKIE

BIELSKO-BIAŁA INTERNATIONAL POWER INDUSTRY FAIR



ENERGETAB®

15-17.09.2026

www.energetab.pl

 Targi
z rekomendacją
Polskiej Izby Przemysłu Targowego

ENERGETAB 2026 – centrum innowacji energetycznych w Bielsku-Białej

Zdjęcia: Lucjusz Cykański



Targi ENERGETAB w Bielsku-Białej od wielu lat cieszą się ogromną renomą, gromadząc setki wystawców i tysiące zwiedzających

39. edycja Międzynarodowych Energetycznych Targów Bielskich ENERGETAB 2026 odbędzie się w dniach 15 – 17 września 2026 roku, w Bielsku-Białej. To jedno z najważniejszych wydarzeń branży elektroenergetycznej w Europie Środkowo-Wschodniej, które od lat stanowi kluczową platformę spotkań z czołowymi przedstawicielami przedsiębiorstw energetyki zawodowej i przemysłowej, projektantami i dostawcami usług.

Tegoroczna edycja ENERGETAB odbędzie się w szczególnym dla miasta czasie – gdy Bielsko-Biała pełni zaszczytny tytuł Polskiej Stolicy Kultury 2026, realizując ideę „Miasta Splotów”. To przestrzeń, w której tradycja spotyka się z nowoczesnością, kultura z gospodarką, a potencjał przemysłowy harmonijnie współtworzy warunki dla innowacji i rozwoju. W tę wyjątkową koncepcję doskonale wpisuje się ENERGETAB.

Organizatorem targów jest ZIAD Bielsko-Biała S.A., który konsekwentnie rozwija formułę tego wydarzenia, odpowiadając na dynamiczne zmiany zachodzące w sektorze energetycznym. Targi ENERGETAB od wielu lat zajmują czołową pozycję wśród wydarzeń branżowych w Polsce, co potwierdzają liczby – w poprzedniej edycji udział wzięło blisko 500 wystawców z 21 krajów Europy i Azji, a targi odwiedziło niemal 37 tysięcy zwiedzających.

Zakres tematyczny targów obejmuje szerokie spektrum zagadnień związanych z nowoczesną energetyką. Prezentowane są rozwiązania dla energetyki zawodowej, przemysłowej i prosumenckiej, a także technologie z zakresu automatyki, telekomunikacji oraz elektroniki. Coraz większe znaczenie mają innowacje związane z odnawialnymi źródłami energii i elektromobilnością. W kontekście globalnych wyzwań szczególny nacisk kładziony jest na efektywność energetyczną, cyfryzację infrastruktury oraz rozwiązania proekologiczne.

Jednym z wyróżników ENERGETAB są rozległe tereny ekspozycyjne, w tym przestrzenie plenerowe, które umożliwiają prezentację wielkogabarytowych urządzeń i specjalistycznego sprzętu wykorzystywanego w energetyce. Dzięki temu uczestnicy mogą zobaczyć technologie w praktyce, a nie tylko w formie katalogowej.

Targi ENERGETAB to nie tylko przestrzeń wystawiennicza, ale również bogaty program wydarzeń towarzyszących. Konferencje,

warsztaty i panele dyskusyjne umożliwiają uczestnikom poznanie aktualnych trendów, regulacji prawnych oraz praktycznych aspektów wdrażania nowoczesnych technologii. Uzupełnieniem programu są pokazy sprzętu na poligonie szkoleniowym, w strefie SPP, które pozwalają zobaczyć innowacyjne rozwiązania w działaniu.

Istotnym elementem targów jest prestiżowy konkurs na „szczególnie wyróżniający się produkt”, prezentowany podczas ENERGETAB. Co roku nagradzane są najbardziej wyróżniające się produkty (urządzenia, aparaty, sprzęt, technologie i oprogramowanie) znajdujące zastosowanie w energetyce, prezentowane na targach ENERGETAB i zgłoszone do konkursu. W poprzedniej edycji wyróżniono m.in. systemy dla odnawialnych źródeł energii, rozwiązania z zakresu monitoringu infrastruktury, technologie BIM oraz zaawansowane urządzenia pomiarowe. Przyznano liczne nagrody, w tym Puchar Ministra Energii, Puchar Ministra Klimatu i Środowiska, Statuetkę Prezydenta Bielska-Białej, Złoty Medal Polskich Sieci Elektroenergetycznych, Puchar Prezesa PTPiREE i wiele innych wyróżnień.

Nowością tegorocznej edycji będą „Mistrzostwa Elektryków 2026” – wydarzenie towarzyszące, które wzbogaci targi o element rywalizacji i praktycznej edukacji. W jego ramach zaplanowano konkursy branżowe oraz dodatkowe konkursy dla zwiedzających, organizowane każdego dnia wydarzenia. Inicjatywa ta ma na celu integrację środowiska oraz promocję umiejętności zawodowych wśród specjalistów i młodych adeptów zawodu.

Nie bez znaczenia jest lokalizacja targów ENERGETAB w Bielsku-Białej, położona u stóp Beskidów, oferuje nowoczesną infrastrukturę oraz sprzyja budowaniu relacji biznesowych w przyjaznym otoczeniu. Energetyczna atmosfera wydarzenia w połączeniu z wysokim poziomem merytorycznym sprawia, że targi ENERGETAB cieszą się uznaniem zarówno wśród krajowych, jak i zagranicznych uczestników.

Targi ENERGETAB to czas, kiedy tradycyjnie cała branża spotyka się w jednym miejscu – w Bielsku-Białej. To sprawdzona inwestycja, rekomendowana przez setki wystawców i tysiące zwiedzających. Wstęp na targi jest bezpłatny po wcześniejszej rejestracji na stronie www.energetab.pl.

Innowacje

Naprawdę realne zagrożenie



W 2010 roku światem mediów i cyberbezpieczeństwa wstrząsnęła wiadomość o odkryciu niespełna 500-kilobajowego robaka komputerowego, który zainfekował oprogramowanie w irańskich instalacjach wzbogacania uranu w Natanz. Cyberbroń nazwana Stuxnetem, po wnikięciu do wewnętrznej, odizolowanej od Internetu sieci komputerowej, infekowała stacje robocze z systemem Windows, następnie oprogramowanie SCADA firmy Siemens służące do sterowania procesami przemysłowymi, aż w końcu modyfikowała kod sterowników PLC konkretnych urządzeń. Aby umożliwić robakowi pokonanie tzw. „szczeliny powietrznej” (ang. air gap) i wnikięcie do zamkniętego intranetu, wystarczyło, że nieświadomy pracownik podpiął do komputera zainfekowany pendrive USB. Powyższemu tematowi poświęcono tysiące stron analiz, ponieważ Stuxnet bezpowrotnie zmienił postrzeganie cyfrowych zagrożeń dla bezpieczeństwa narodowego. Udowodnił on, że współczesne ataki cybernetyczne mogą wywołać realne, fizyczne zniszczenia w świecie rzeczywistym, a potencjalny paraliż sieci elektroenergetycznych, systemów sterowania ruchem pociągów i samolotów czy awarie sieci wodociągowych mogą przynieść skutki znacznie poważniejsze niż klasyczne uderzenia militarne.

Stuxnet był kamieniem milowym w historii cyberwojny. Choć oficjalnie żadne państwo nie przyznało się do jego stworzenia, wieloletnie śledztwa dziennikarskie i analizy eksperckie jednoznacznie wskazały, że za operacją o kryptonimie Olympic Games stały służby wywiadowcze USA i Izraela. Nie był to zatem produkt zdolnych amatorów czy nastolatków, lecz efekt wielomiesięcznej pracy zespołów najlepszych inżynierów wojskowych. Wirus zrealizował swój cel: doprowadził do fizycznego zniszczenia około tysiąca irańskich wirówek uranowych, znacząco opóźniając tamtejszy program

nuklearny. Niedługo potem odkryto jego bliższych krewnych, takich jak Duqu (służący do szpiegowania systemów przemysłowych), Flame (zaawansowane narzędzie cyberszpiegowskie na Bliskim Wschodzie o ogromnym, 20-megabajtowym kodzie potrafiącym infekować m.in. drukarki sieciowe) czy Gauss (zorientowany na monitorowanie operacji finansowych). Co ciekawe, w przypadku Flame'a autorzy wykorzystali genialną z programistycznego punktu widzenia technikę – wirus rozprzestrzenił się poprzez sfałszowane mechanizmy aktualizacji systemu Windows, skutecznie oszukując ówczesne zabezpieczenia kryptograficzne Microsoftu.

Ewolucja złośliwego oprogramowania pokazuje, jak bardzo zmieniły się motywacje jego twórców – hackerów, czyli amerykańskich studentów kierunków technicznych, którzy byli rodzajem uniwersyteckich złotych rączek, potrafiących rozwiązać różnorodne wyzwania techniczne. Pierwszy cyfrowy wirus komputerowy powstał ponad pół wieku temu, w 1971 roku, na komputery DEC PDP-10 z systemem operacyjnym Tenex. Napisał go Boba Thomas program o nazwie Creeper nie miał jednak wrogich zamiarów – rozprzestrzenił się w sieci ARPANET (przodku Internetu) i wyświetlał jedynie przekorny komunikat: „Jestem Creeperem, złap mnie, jeśli potrafisz!”. W odpowiedzi na niego powstał program Reaper, będący pierwszym w historii programem antywirusowym, którego jedynym zadaniem było usuwanie Creepera. Dekadę później wirus Elk Cloner dla komputerów Apple II wywołał pierwszą masową epidemię, przenosząc się na dyskietkach. Z kolei popularne komputery osobiste klasy PC doczekały się swojego pierwszego poważnego wirusa w 1986 roku. Był to robak Brain, stworzony przez 19-letniego Pakistańczyka i jego brata, którzy w ten nietypowy sposób chcieli chronić swoje oprogramowanie przed piractwem. Dopiero z biegiem lat,

wraz z popularyzacją internetu w latach 90. i dwutysięcznych, pisanie wirusów stało się domeną nastolatków szukających rozgłosu, a z czasem – zorganizowanych grup przestępczych szukających gigantycznych zysków.

Współcześnie cyberzagrożenia osiągnęły poziom, w którym tradycyjne, reaktywne skanowanie antywirusowe nie jest już wystarczające. Dzisiejsi cyberprzestępcy i grupy typu APT (zaawansowane, stałe zagrożenia wspierane przez budżety państwowe) działają w sposób niezwykle dyskretny. Aby nie wzbudzać podejrzeń administratorów, wykradzione pakiety danych są dzielone na małe porcje i maskowane jako legalny ruch sieciowy. Największym wyzwaniem staje się obecnie zabezpieczenie inteligentnych maszyn przemysłowych oraz dynamicznie rozwijającego się Internetu Rzeczy (IoT). Na rynku znajduje się mnóstwo urządzeń, głównie produkcji dalekowschodniej, których oprogramowanie sterujące jest pełne luk, a domyślne hasła dostępowe nie są zmieniane przez użytkowników. Wiele przedsiębiorstw przez lata zaniedbywało aktualizacje systemów operacyjnych w obawie przed przestojami produkcyjnymi i kosztami. Ten stan rzeczy ulega jednak drastycznej zmianie pod wpływem nowych regulacji prawnych, takich jak europejska dyrektywa NIS 2 oraz akt o cyberodporności (Cyber Resilience Act). Przepisy te nakładają na firmy surowe obowiązki w zakresie audytów, zgłaszania incydentów oraz ciągłego dbania o bezpieczeństwo cyfrowe pod groźbą wielomilionowych kar. Finansowe skutki infekcji ransomware, paraliżu linii produkcyjnych czy handlu wykradzionymi danymi na czarnym rynku potrafią zrujnować nawet największe przedsiębiorstwa, dlatego wyścig zbrojeń między ekspertami od zabezpieczeń a hackerami stale przyspiesza.

Krzysztof Hajdrowski

16-17 czerwca 2026 r., Kołobrzeg

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

» Org.: PTPiREE

Inf.: Karolina Nowińska

tel. 61 846-02-15

nowinska@ptpiree.pl

<https://ptpiree.pl/konferencjappn/>

18-19 czerwca 2026 r., Kołobrzeg

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

» Org.: PTPiREE

Inf.: Karolina Nowińska

tel. 61 846-02-15

nowinska@ptpiree.pl

<https://ptpiree.pl/ochrona/>

20-22 października 2026 r., Wisła

VII Konferencja „Linie i stacje elektroenergetyczne LiS'26”

» Org.: PTPiREE

Inf.: Karolina Nowińska

tel. 61 846-02-15

nowinska@ptpiree.pl

<https://ptpiree.pl/stacje/>

24-26 listopada 2026 r., Wisła

XXV Konferencja „Systemy Informatyczne w Energetyce SiwE'26”

» Org.: PTPiREE

Inf.: Karolina Nowińska

tel. 61 846-02-15

nowinska@ptpiree.pl

<https://ptpiree.pl/siwe/>

Szczegółowe informacje o wydarzeniach organizowanych przez PTPiREE publikowane są na stronie: <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

XXV KONFERENCJA
**SYSTEMY INFORMATYCZNE
W ENERGETYCE**
24-26.11.2026 / WISŁA

SIWE'26



ORGANIZATOR



PATRONAT MEDIALNY

ENERGIA
Elektryczna

W programie m.in.:

- 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.

Serdecznie zapraszamy do udziału w Konferencji!

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