

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

>>>> >>>>

# ENERGIA

## Elektryczna

ISSN 2719-8480  
Biuletyn Branżowy

3/2026

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży



# EAZ'26

## IV KONFERENCJA



PTPiREE

# ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA

8-9 KWIETNIA 2026 R. / ŁÓDŹ

Organizator

Patronat Medialny



PTPiREE

**ENERGIA**  
Elektryczna

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

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

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

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



PTPiREE



## Szanowni Państwo

Oddajemy w Państwa ręce marcowe wydanie „Energii Elektrycznej”. Mając świadomość rosnącej roli odnawialnych źródeł energii, postępującej cyfryzacji sieci oraz nowych wyzwań regulacyjnych, dostrzegamy także konieczność pogłębionej analizy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

I tak, numer otwieramy Tematem miesiąca, w którym prezentujemy analizę wskaźników niezawodności – CAIDI i MAIFI – dla największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce. Artykuł ten pokazuje, że klasyczne miary jakości zasilania, takie jak SAIDI i SAIFI, nie wyczerpują obrazu pracy sieci, a dopiero ich uzupełnienie o wskaźniki opisujące czas odtwarzania zasilania oraz zakłócenia krótkotrwałe pozwala na pełniejsze zrozumienie mechanizmów niezawodności. To ważny głos w dyskusji o kierunkach rozwoju infrastruktury i sposobach zarządzania nią w warunkach rosnącej złożoności systemu.

W dalszej części numeru, w dziale Informacje ze spółek, prezentujemy przegląd najważniejszych inwestycji i inicjatyw podejmowanych przez operatorów. Szczególną uwagę zwracają działania związane z modernizacją sieci, rozwojem infrastruktury dla OZE oraz elektromobilności, a także projekty wzmacniające bezpieczeństwo energetyczne i współpracę z samorządami. Pokazują one skalę wyzwań, ale i determinację branży w dostosowywaniu się do nowych realiów rynku.

Kolejną część stanowi Raport z działań legislacyjnych, w którym omawiamy najważniejsze procesy regulacyjne – od prac nad tzw. ustawą sieciową, przez zmiany w rozporządzeniach systemowych, po inicjatywy na poziomie unijnym. Regulacje te będą w najbliższych latach w istotny sposób kształtować tempo i kierunki transformacji sektora elektroenergetycznego.

W dziale Paragraf w sieci kontynuujemy analizę wybranych zagadnień prawnych, istotnych dla funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, natomiast w części Łączność przyglądamy się rozwojowi technologii – tym razem w kontekście nadchodzącej generacji 6G i jej potencjalnego wpływu na infrastrukturę krytyczną.

Nie zabrakło także tematów bliższych użytkownikom końcowym – w dziale Elektromobilność prezentujemy najnowsze rozwiązania ze świata pojazdów elektrycznych, a w części Wydarzenia oddajemy głos praktykom, przypominając o roli elektromonterów jako filaru bezpieczeństwa energetycznego. Numer zamyka tradycyjnie Felieton, będący refleksją nad aktualnymi wyzwaniem branży.

Zachęcam do lektury całego wydania – zarówno w wymiarze analitycznym, jak i praktycznym. Wierzę, że przedstawione materiały pozwolą Państwu lepiej zrozumieć zmiany zachodzące w sektorze oraz inspirować do dalszych działań na rzecz jego rozwoju. 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 marca 2026 r.

## Spis treści

### TEMAT MIESIĄCA

4 Analiza wskaźników CAIDI i MAIFI największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce

12 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

15 RAPORT  
Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

19 PARAGRAF W SIECI

### ŁĄCZNOŚĆ

22 Krok w kierunku 6G

### ELEKTROMOBILNOŚĆ

25 Mazda 6e  
Japońska elegancja w świecie EV

### WYDARZENIA

26 Elektromonterzy – niewidzialni strażnicy bezpieczeństwa energetycznego

28 FELIETON



# Analiza wskaźników CAIDI i MAIFI największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce



JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI

Biuro PTPIREE

W warunkach postępującej transformacji energetycznej ocena ciągłości zasilania jest jednym z kluczowych zagadnień technicznych i regulacyjnych w europejskich systemach dystrybucyjnych. Operatorzy sieci dystrybucyjnych funkcjonują dziś w otoczeniu rosnącej decentralizacji, dynamicznego wzrostu odnawialnych źródeł energii, rozwoju elektromobilności, cyfryzacji sieci oraz zwiększonych oczekiwań odbiorców końcowych względem jakości dostaw energii.

W analizach jakości zasilania najczęściej stosowane są wskaźniki SAIDI i SAIFI, które opisują odpowiednio przeciętny czas trwania oraz częstość długich i bardzo długich przerw w zasilaniu. Choć są to wskaźniki podstawowe i szeroko stosowane w praktyce regulacyjnej, nie wyczerpują one całego obrazu funkcjonowania sieci. Z tego względu coraz większego znaczenia nabierają wskaźniki uzupełniające, w szczególności CAIDI oraz MAIFI. Pierwszy z nich pozwala ocenić przeciętny czas trwania pojedynczej przerwy, a więc pośrednio sprawność operatora w zakresie lokalizacji uszkodzeń, organizacji prac brygad, przełączeń ruchomych i odtworzenia zasilania. Drugi natomiast koncentruje się na przerwach krótkich i chwilowych, które w wielu przypadkach wynikają z zakłóceń przejściowych (zwarć przemijających) eliminowanych przez automatykę sieciową

Zdarzenia te nie są uwzględniane w SAIDI i SAIFI, a tym samym pozostają poza klasyczną oceną ciągłości zasilania.

Szczególna wartość wskaźnika CAIDI polega na tym, że wnosi on do oceny niezawodności perspektywę jakości procesu odtwarzania zasilania, a nie jedynie skalę samych zakłóceń. Wskaźnik ten wymaga ostrożnej interpretacji: ponieważ jest ilorazem SAIDI i SAIFI, jego wartość może wzrosnąć nawet w sytuacji równoczesnej poprawy obu wskaźników podstawowych. Oznacza to, że CAIDI nie powinien być traktowany jako prosty miernik ogólnej poprawy jakości zasilania ani jako wskaźnik szczególnie przydatny do porównań międzynarodowych czy analiz trendów bez szerszego kontekstu. CAIDI pozwala uchwycić tę część niezawodności, która jest związana nie tyle z samym wystąpieniem awarii, ile z efektywnością reakcji operatora i organizacją procesu przywracania zasilania. Taka interpretacja pozostaje zgodna z podejściem spotykanym w raportach regulacyjnych i operatorskich [2].

Nie mniej istotny jest MAIFI, ponieważ odpowiada on za obszar przerw krótkich, które w nowoczesnych systemach dystrybucyjnych są coraz ważniejsze zarówno z punktu widzenia odbiorców, jak i diagnostyki pracy sieci. Literatura europejska pokazuje, że przerwy krótkie są nadal słabiej zharmonizowane definicyjnie i metodycznie niż przerwy długie: w różnych krajach

stosuje się odmienne granice czasowe, różne sposoby rozróżniania przerw krótkich, chwilowych i przejściowych, a także odmienne zasady agregowania kolejnych zdarzeń automatyki sieciowej. To sprawia, że MAIFI jest wskaźnikiem trudniejszym metodologicznie, ale jednocześnie ważnym poznawczo, bo pozwala analizować zjawiska pomijane w klasycznych statystykach niezawodności. Potwierdzają to również raporty operatorskie z USA, w których MAIFI interpretowany jest jako wskaźnik opisujący przede wszystkim krótkotrwałe zakłócenia, działanie zabezpieczeń i automatyki sieciowej oraz jakość rejestracji takich zdarzeń [1, 3]. Przykład portugalskiego operatora dystrybucyjnego pokazuje, że analiza MAIFI może prowadzić do realnych korzyści operacyjnych: krótkie przerwy mogą stanowić symptom rozwijającego się uszkodzenia, a ich identyfikacja i ograniczanie pozwalają nie tylko zmniejszyć sam wskaźnik, lecz również zapobiegać części przerw długich i ograniczać koszty eksploatacyjne [5].

Z powyższych powodów analiza wskaźników CAIDI i MAIFI wydaje się szczególnie uzasadniona. CAIDI pozwala lepiej zrozumieć skuteczność działań odtworzeniowych operatora po wystąpieniu zakłócenia, natomiast MAIFI umożliwia uchwycenie problematyki przerw krótkich, które nabierają znaczenia wraz z rosnącą automatyzacją sieci

oraz wzrostem wrażliwości odbiorników na nawet krótkotrwałe zaniki napięcia. Wspólne rozpatrywanie tych dwóch wskaźników daje zatem pełniejszy obraz jakości pracy sieci niż analiza oparta wyłącznie na SAIDI i SAIFI, a jednocześnie otwiera pole do bardziej pogłębionej oceny stanu technicznego sieci, skuteczności automatyki, jakości procesów eksploatacyjnych.

Celem artykułu jest porównawcza analiza wskaźników CAIDI i MAIFI w latach 2016–2025 dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce: Enea Operator, Energa-Operator, PGE Dystrybucja, Stoen Operator oraz TAURON Dystrybucja, z uwzględnieniem przerw nieplanowanych (N) i planowanych (P).

## Analiza wskaźnika MAIFI na tle zmian w latach 2016–2025

W polskim modelu regulacyjnym podstawowymi wskaźnikami ciągłości zasilania pozostają SAIDI i SAIFI, opisujące odpowiednio przeciętny systemowy czas trwania oraz częstość przerw długich i bardzo długich. Ich uzupełnieniem jest MAIFI, odnoszący się do przerw krótkotrwałych, tj. trwających dłużej niż 1 s i nie dłużej niż 3 min. Wskaźnik ten ma istotne znaczenie poznawcze, ponieważ pozwala uchwycić ten wymiar zakłóceń, który nie jest w pełni widoczny w analizie przerw długich, a jednocześnie pozostaje silnie związany z charakterem pracy zabezpieczeń i automatyki sieciowej.

Wartości wskaźnika MAIFI dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce w latach 2016–2025 zestawiono w tabeli 1. Już wstępna analiza danych wskazuje na znaczne zróżnicowanie poziomu przerw krótkotrwałych między operatorami oraz na względną trwałość tego zróżnicowania w czasie. W całym analizowanym okresie relatywnie wyższe wartości MAIFI obserwowano w sieciach PGE Dystrybucja i Energa-Operator, wartości pośrednie w Enea Operator i TAURON Dystrybucji, natomiast relatywnie niższe w Stoen Operator. Może to sugerować, że skala krótkotrwałych zakłóceń nie ma charakteru przypadkowego, lecz wiąże się również z bardziej trwałymi cechami strukturalnymi i eksploatacyjnymi poszczególnych obszarów sieciowych.

Analiza przebiegu wskaźnika w czasie pokazuje, że mimo wahań rocznych

Tabela 1. MAIFI w latach 2016–2025 dla analizowanych operatorów systemów dystrybucyjnych. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

MAIFI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Enea Operator</b>	5,72	5,31	4,57	4,79	4,03	4,82	7,22	5,15	4,65	3,77
<b>Energa-Operator</b>	8,27	9,20	7,75	7,45	6,68	7,99	10,19	7,83	7,93	6,20
<b>PGE Dystrybucja</b>	8,57	9,46	8,84	8,56	7,93	8,68	9,40	8,92	8,90	7,32
<b>Stoen Operator</b>	0,55	0,63	0,55	0,56	0,54	0,56	0,63	0,52	0,58	0,63
<b>TAURON Dystrybucja</b>	3,49	3,97	3,30	3,42	2,78	3,09	3,15	3,32	3,06	2,88

można wskazać kilka wspólnych tendencji. Po pierwsze, u większości przedsiębiorstw wyższe wartości MAIFI występują w latach 2017 oraz 2022, co wskazuje na wpływ zdarzeń o charakterze ponadlokalnym, w szczególności niekorzystnych warunków atmosferycznych oraz zwiększonej liczby zakłóceń przejściowych w sieciach napowietrznych. Po drugie, w latach 2023–2025 u większości operatorów widoczny jest spadek lub stabilizacja wskaźnika na poziomach niższych niż w latach zaburzeń. Po trzecie, różnice między operatorami pozostają na tyle trwałe, że mogą wskazywać na znaczenie cech sieci, takich jak stopień kablowania, gęstość urbanizacji czy narażenia na zakłócenia pogodowe.

W przypadku Enea Operator wartości MAIFI kształtowały się na poziomie umiarkowanym, lecz z wyraźnymi wahaniami. Po spadku z 5,72 do 4,03 w latach 2016–2020 nastąpiło ponowne zwiększenie wskaźnika, kulminujące w 2022 roku na poziomie 7,22. Kolejne lata przyniosły jednak poprawę, a w 2025 roku wartość MAIFI spadła do 3,77, co stanowi najniższy poziom w całym analizowanym okresie dla tego operatora. Taki przebieg wskazuje, że mimo okresowej wrażliwości na zakłócenia sieć Enea Operator wykazuje w ostatnich latach oznaki ograniczania liczby przerw krótkotrwałych.

Dla Energa-Operator wskaźnik MAIFI przez cały okres pozostawał na relatywnie wysokim poziomie. W latach 2016–2021 przyjmował wartości głównie z przedziału 6,68–9,20, natomiast w 2022 roku wzrósł do 10,19, osiągając najwyższą wartość w całym badaniu. W kolejnych latach nastąpił spadek, jednak nawet w 2025 roku wartość 6,20 pozostawała wyższa niż u większości pozostałych operatorów. Może to wskazywać

na utrzymywanie się podwyższonej intensywności zakłóceń krótkotrwałych, co może być związane zarówno z charakterem infrastruktury, jak i z warunkami środowiskowymi oddziałującymi na sieć.

W analizowanym okresie PGE Dystrybucja należała do operatorów o najwyższych i zarazem stabilnie wysokich wartościach MAIFI. Wskaźnik oscylował wokół poziomu 8–9, z maksimum 9,46 w 2017 roku oraz ponownym wzrostem do 9,40 w 2022 roku. Dopiero w 2025 roku odnotowano wyraźniejszy spadek do 7,32, jednak nadal była to jedna z najwyższych wartości w analizowanej grupie. Może to sugerować, że skala krótkotrwałych zakłóceń w sieci PGE Dystrybucja miała w badanym okresie stosunkowo trwały charakter.

W przypadku Stoen Operator wartości MAIFI utrzymywały się na bardzo niskim i niemal niezmiennym poziomie, w granicach od 0,52 do 0,63. Brak wyraźnych skoków nawet w latach pogorszenia u innych operatorów potwierdza odmienny profil pracy tej sieci. Tak niski poziom wskaźnika można wiązać ze specyfiką silnie zurbanizowanego i skablowanego obszaru działania, w którym krótkotrwałe zakłócenia mogą występować rzadziej niż w sieciach bardziej rozległych i bardziej narażonych na oddziaływanie czynników atmosferycznych.

W przypadku TAURON Dystrybucji wartości MAIFI pozostawały niższe niż w Enea Operator, Energa-Operator i PGE Dystrybucja, ale wyższe niż w Stoen Operator. W latach 2016–2025 wskaźnik zawierał się w przedziale od 2,78 do 3,97, przy czym maksimum wystąpiło w 2017 roku, a minimum w 2020 roku. W kolejnych latach obserwuje się względną stabilizację z lekką tendencją spadkową, zakończoną poziomem 2,88

Tabela 2. Współczynniki korelacji MAIFI z wybranymi wskaźnikami niezawodności dla okresu 2016–2025. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

Korelacja MAIFI z	5 OSD	Enea Operator	Energa-Operator	PGE Dystrybucja	Stoen Operator	TAURON Dystrybucja
SAIFI N	0,91	0,78	0,83	0,80	0,07	0,95
SAIDI N	0,82	0,64	0,89	0,67	0,25	0,83
CAIDI N	0,75	0,56	0,89	0,51	0,24	0,42
SAIFI P	0,28	0,21	0,30	0,13	0,01	0,63
SAIDI P	0,30	0,17	0,34	0,18	-0,11	0,68

w 2025 oku. Taki przebieg wskazuje na umiarkowaną skalę zakłóceń krótkotrwałych oraz względnie stabilny poziom ich częstości.

Zestawienie danych z lat 2016–2025 prowadzi do kilku ważnych wniosków. Po pierwsze, MAIFI wykazuje istotne i trwałe różnice między operatorami, co może wskazywać na wpływ czynników strukturalnych, a nie tylko przypadkowych wahań rocznych. Po drugie, lata 2017 i 2022 można uznać za okresy przejściowego pogorszenia, widocznego u większości operatorów. Po trzecie, w końcowej części analizowanego okresu, zwłaszcza w latach 2023–2025, widoczna jest poprawa lub stabilizacja wskaźnika, choć jej skala jest różna w zależności od operatora. Sama analiza przebiegu czasowego MAIFI nie pozwala jednak jednoznacznie rozstrzygnąć, czy wskaźnik ten odzwierciedla przede wszystkim ogólną awaryjność sieci, czy raczej specyfikę zakłóceń krótkotrwałych i działania automatyki. Z tego względu celowe jest uzupełnienie analizy o ocenę zależności pomiędzy MAIFI a pozostałymi wskaźnikami niezawodności.

W celu pogłębienia interpretacji przeprowadzono analizę korelacji MAIFI ze wskaźnikami SAIDI, SAIFI i CAIDI, z uwzględnieniem podziału na przerwy planowane (P) i nieplanowane (N). Wyniki zestawiono w tabeli 2.

Uzyskane wyniki wskazują, że wskaźnik MAIFI wykazuje bardzo silną korelację z częstością przerw nieplanowanych (SAIFI N,  $r \approx 0,91$ ) oraz wysoką korelację z czasem ich trwania (SAIDI N,  $r \approx 0,82$ ). Nieco słabsza zależność z CAIDI N ( $r \approx 0,75$ ) potwierdza, że MAIFI jest przede wszystkim związany z liczbą zdarzeń zakłóceńowych, a w mniejszym stopniu ze średnim czasem trwania pojedynczej awarii.

Oznacza to, że u operatorów bardziej narażonych na zakłócenia losowe i awarie notowano zwykle wyższe wartości zarówno SAIFI, jak i MAIFI. Zależność ta nie ma charakteru przyczynowego, lecz wynika z oddziaływania wspólnych czynników zakłóceńowych wpływających jednocześnie na oba wskaźniki.

Zasadniczo odmienny obraz uzyskano dla przerw planowanych. Korelacja MAIFI z SAIFI P ( $r \approx 0,28$ ) oraz SAIDI P ( $r \approx 0,30$ ) pozostaje niska, a dla niektórych operatorów przyjmuje wartości bliskie zeru lub ujemne. Wskazuje to, że MAIFI nie odzwierciedla wprost planowej działalności eksploatacyjnej operatorów, lecz pozostaje związany głównie ze zdarzeniami losowymi, działaniem zabezpieczeń i zakłóceniami przejściowymi.

Z interpretacyjnego punktu widzenia istotne jest, że wartość wskaźnika MAIFI nie odnosi się bezpośrednio do sprawności usuwania awarii. Przerwy krótkotrwałe są bowiem w dużej mierze związane z działaniem zabezpieczeń i automatyki sieciowej, a nie z procesem eksploatacyjnego odtwarzania zasilania. Oznacza to, że MAIFI opisuje przede wszystkim sposób reakcji sieci na zakłócenia przejściowe, a nie efektywność działań służb technicznych.

Potwierdzają to także korelacje liczone oddzielnie dla poszczególnych operatorów. Szczególnie interesujący jest przypadek Stoen Operator, dla którego zależność MAIFI z SAIFI N jest bardzo niska ( $r \approx 0,07$ ). Może to sugerować, że w warunkach silnie skablowanej sieci miejskiej mechanizm powstawania przerw krótkotrwałych ma częściowo odmienny charakter niż w sieciach bardziej rozległych i bardziej podatnych na zakłócenia zewnętrzne. Odmienny, choć mniej skrajny obraz obserwuje się

w przypadku Energa-Operator, gdzie MAIFI pozostaje silnie skorelowany zarówno z SAIFI N, jak i z SAIDI N oraz CAIDI N. Wskazuje to na bardziej złożony charakter zależności, w którym krótkotrwałe zakłócenia są powiązane nie tylko z częstością zdarzeń, lecz także z ich przebiegiem i ogólną intensywnością zakłóceń w sieci. W przypadku tego operatora należy dodatkowo uwzględnić specyfikę infrastruktury sieciowej. Relatywnie podwyższony poziom MAIFI może być związany nie tylko z dużym narażeniem rozległej sieci napowietrznej na zakłócenia atmosferyczne i zwarcia przemijające, lecz także z szerokim wykorzystaniem automatyki sieciowej, umożliwiającej eliminację części zakłóceń bez ich przejścia w przerwy długotrwałe. Dla pozostałych operatorów korelacje są wyraźnie wyższe i bardziej jednoznaczne, co wskazuje na większą zgodność między skalą przerw krótkich i długich.

W konsekwencji wskaźnik MAIFI należy interpretować jako odrębny wymiar niezawodności dostaw energii. Wskaźnik ten powinien być interpretowany łącznie z SAIDI i SAIFI, ale nie może być utożsamiany ani z czasem napraw, ani z efektywnością procesu odtwarzania zasilania po awarii. MAIFI informuje przede wszystkim o skali krótkotrwałych zakłóceń oraz o sposobie działania zabezpieczeń i automatyki sieciowej. Stanowi więc naturalne uzupełnienie dalszej analizy wskaźnika CAIDI, który opisuje inny aspekt niezawodności, tj. średni czas trwania pojedynczej przerwy długiej.

W praktyce operatorskiej oznacza to, że działania ukierunkowane wyłącznie na poprawę wskaźników SAIDI i SAIFI mogą nie prowadzić do ograniczenia liczby zakłóceń krótkotrwałych, które wymagają odrębnych działań, związanych m.in. z ograniczaniem zwarć przemijających oraz optymalizacją pracy automatyki sieciowej.

### Analiza zależności SAIFI–CAIDI jako identyfikacja mechanizmów kształtujących SAIDI

Wysoka korelacja pomiędzy wskaźnikami SAIDI i SAIFI nie pozwala jeszcze jednoznacznie określić, czy o poziomie niezawodności danego operatora decyduje przede wszystkim częstość występowania przerw, czy też czas ich usuwania. Aspekt

ten opisuje wskaźnik CAIDI, definiowany jako iloraz SAIDI i SAIFI, a więc średni czas trwania pojedynczej przerwy w zasilaniu. W konsekwencji SAIFI odzwierciedla częstość zdarzeń, SAIDI ich łączny wymiar czasowy, natomiast CAIDI informuje o przeciętnym czasie trwania pojedynczej awarii.

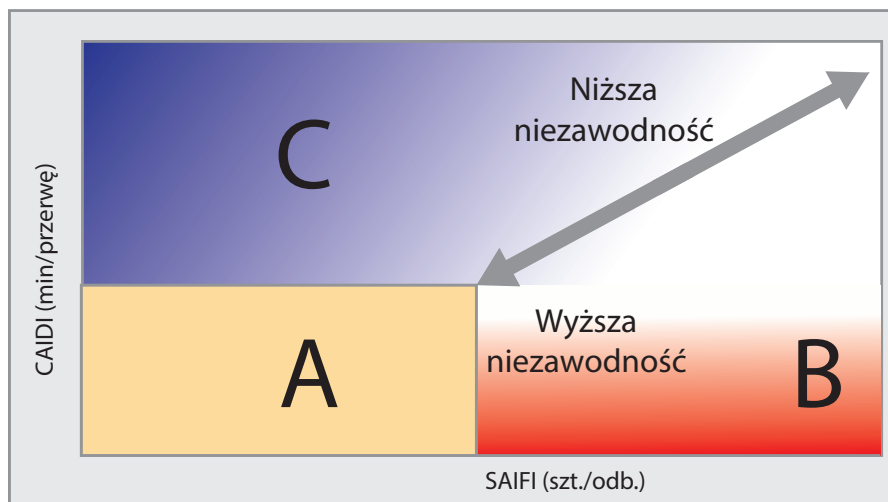
Zależność między SAIFI a CAIDI ma kluczowe znaczenie interpretacyjne, ponieważ to właśnie ich iloczyn kształtuje wartość wskaźnika SAIDI. Oznacza to, że zbliżony poziom SAIDI może wynikać z różnych konfiguracji jego składowych: z dużej liczby przerw o relatywnie krótkim czasie trwania albo z mniejszej liczby przerw, lecz o dłuższym czasie odtwarzania zasilania. Z punktu widzenia praktyki eksploatacyjnej są to jednak odmienne sytuacje, wymagające innych działań technicznych i organizacyjnych [2, 3].

W celu identyfikacji dominującego mechanizmu kształtującego SAIDI wykorzystano wykresy zależności SAIFI–CAIDI dla przerw nieplanowanych w latach 2016–2025 – zarówno w ujęciu zbiorczym dla wszystkich operatorów, jak i w ujęciu indywidualnym dla poszczególnych OSD. Każdy rok przedstawiono jako pojedynczy punkt w układzie współrzędnych, co umożliwia jednoczesną analizę zmian w czasie oraz porównanie między operatorami.

Dla ułatwienia interpretacji zależności pomiędzy wskaźnikami SAIFI i CAIDI przedstawiono schematyczny podział przestrzeni na obszary odpowiadające różnym profilom niezawodności (rys. 1).

Na schemacie wyróżniono trzy podstawowe obszary: obszar A, odpowiadający najkorzystniejszemu profilowi niezawodności (niski SAIFI i niski CAIDI), obszar B, charakteryzujący się podwyższoną częstością przerw przy relatywnie krótkim czasie ich trwania, oraz obszar C, w którym liczba przerw jest ograniczona, lecz ich czas trwania pozostaje wysoki. Kierunek przejścia w stronę lewego dolnego obszaru wykresu odpowiada poprawie niezawodności. Taki podział umożliwia powiązanie położenia punktów na wykresie z charakterem problemów eksploatacyjnych oraz identyfikację dominujących mechanizmów kształtujących poziom niezawodności.

Analizę uzupełniono o izoliny stałej wartości wskaźnika SAIDI. Izolinie te wyznaczają kombinacje częstości przerw i czasu ich trwania prowadzące do tego samego poziomu niezawodności systemu.



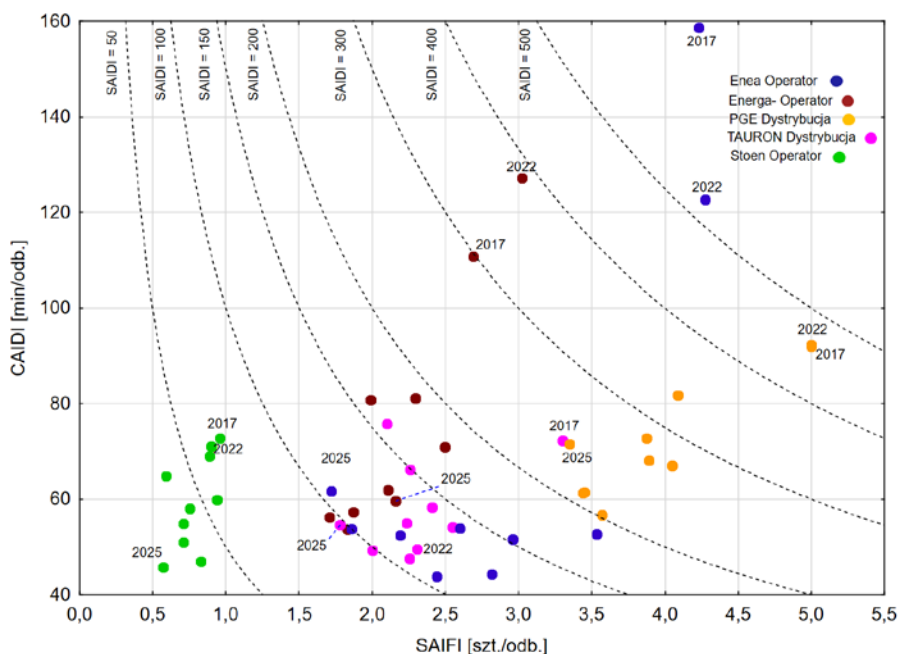
Rysunek 1. Schemat interpretacji zależności pomiędzy wskaźnikami SAIFI i CAIDI z wyróżnieniem obszarów odpowiadających różnym profilom niezawodności [4]

Umożliwia to rozróżnienie zmian poziomu niezawodności, związanych z przejściem między izoliniami, od zmian jej struktury, odpowiadających przemieszczeniu punktów wzdłuż tych linii. W interpretacji wykresu przesunięcie punktu w lewo oznacza ograniczenie liczby przerw (SAIFI), przesunięcie w dół – skrócenie czasu ich trwania (CAIDI), natomiast przesunięcie w kierunku niższych izolinii odpowiada poprawie wartości wskaźnika SAIDI.

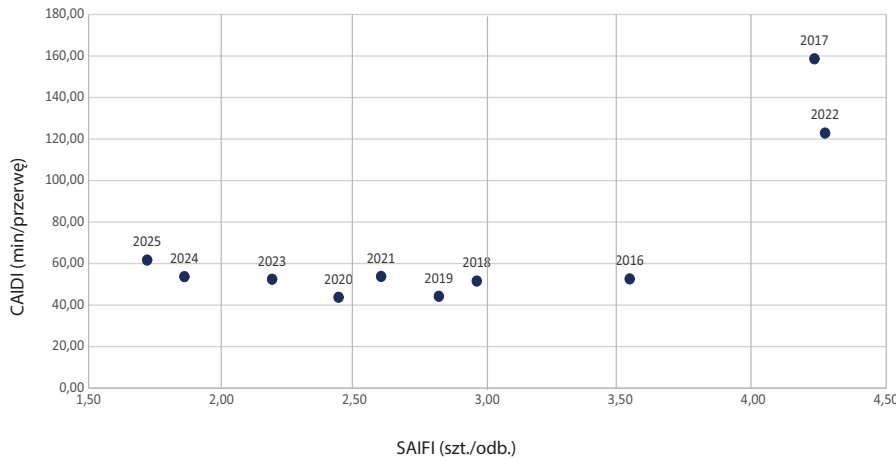
Relacja pomiędzy wskaźnikami SAIFI i CAIDI stanowi użyteczne narzędzie analityczne w ocenie funkcjonowania sieci dystrybucyjnej. Pozwala ona określić, czy o poziomie wskaźnika SAIDI w większym stopniu decyduje częstość przerw, czy też

czas ich trwania, a tym samym wskazać kierunki działań poprawiających niezawodność. W przypadku dominacji składnika częstościowego zasadne są działania ukierunkowane na ograniczenie liczby zakłóceń, natomiast przy istotnej roli składnika czasowego kluczowe znaczenie ma poprawa efektywności procesu odtwarzania zasilania.

Interpretacja wykresu SAIFI–CAIDI wymaga uwzględnienia zarówno cech samej sieci, jak i oddziaływania czynników zewnętrznych. Zdarzenia ekstremalne, takie jak nawałnice, silne wiatry czy oblodzenie, mogą jednocześnie zwiększać częstość przerw oraz wydłużać czas ich usuwania, co prowadzi do



Rysunek 2. Wykres zależności SAIFI–CAIDI (przerwy nieplanowane) dla 5 OSD (2016–2025). Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD



Rysunek 3. Wykres zależności SAIFI–CAIDI (przerwy nieplanowane) dla Enei Operator (2016–2025). Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

przesunięcia punktów w kierunku prawego górnego obszaru wykresu. Układ taki odzwierciedla sytuację szczególnie niekorzystną, w której kumulacja uszkodzeń łączy się z utrudnieniami w lokalizacji awarii i odtwarzaniu zasilania. W polskich warunkach wpływ zjawisk atmosferycznych na roczne poziomy wskaźników ciągłości dostaw jest w wielu przypadkach istotny, a niekiedy wręcz decydujący.

Rysunek 2 przedstawia zależność pomiędzy wskaźnikami SAIFI i CAIDI dla przerw nieplanowanych w latach 2016–2025, uzupełnioną o izolację stałej wartości wskaźnika SAIDI. Układ punktów wskazuje na wyraźne zróżnicowanie zarówno poziomu niezawodności, jak i mechanizmów ją kształtujących pomiędzy poszczególnymi operatorami systemów dystrybucyjnych.

W analizowanym okresie Stoen Operator koncentruje się w lewym dolnym obszarze wykresu, co odpowiada

jednocześnie niskiej częstotliwości przerw oraz krótkim czasom ich trwania (szczególnie w roku 2025). Taki rozkład punktów świadczy o stabilnym i korzystnym profilu niezawodnościowym oraz ograniczonej zmienności wskaźników.

Odmienną charakterystykę wykazuje PGE Dystrybucja, dla której punkty zlokalizowane są w obszarze wyższych wartości SAIFI przy umiarkowanych wartościach CAIDI. Wskazuje to, że poziom SAIDI w większym stopniu determinowany jest przez częstotliwość przerw niż przez czas ich usuwania.

W przypadku Energa-Operator obserwuje się przesunięcie punktów w kierunku wyższych wartości SAIFI, przy umiarkowanych wartościach CAIDI, co wskazuje na dominujący wpływ częstotliwości przerw na poziom niezawodności w ujęciu całego analizowanego okresu. Jednocześnie w roku 2025 zauważalne jest częściowe zrównoważenie obu składników, wynikające ze

spadku SAIFI przy utrzymującym się istotnym poziomie CAIDI.

Enea Operator oraz TAURON Dystrybucja zajmują pozycję pośrednią, przy czym w ich przypadku widoczna jest większa zmienność CAIDI niż SAIFI, co sugeruje istotną rolę czasu odtwarzania zasilania w kształtowaniu poziomu niezawodności. W roku 2025 tendencja ta pozostaje widoczna, przy jednoczesnej stabilizacji wartości wskaźników.

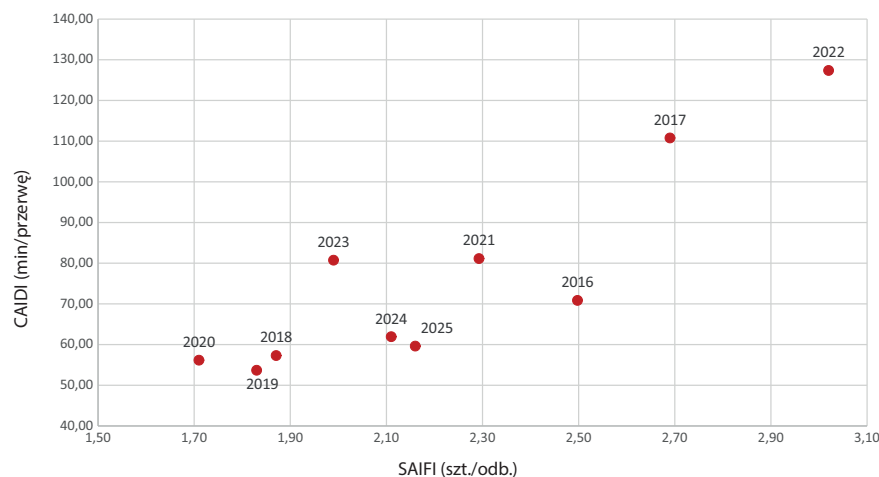
Na wykresie wyraźnie widoczne są również lata 2017 i 2022, w których dla większości operatorów następuje przesunięcie punktów w kierunku prawego górnego obszaru. Oznacza to jednoczesny wzrost liczby przerw oraz wydłużenie czasu ich trwania, co może być związane z oddziaływaniem niekorzystnych zjawisk atmosferycznych. W kolejnych latach obserwowany jest powrót punktów w kierunku niższych izolinii SAIDI, co wskazuje na poprawę lub stabilizację poziomu niezawodności.

Analiza przebiegu punktów względem izolinii SAIDI wskazuje, że podobny poziom wskaźnika SAIDI może być osiągnięty przy różnych kombinacjach SAIFI i CAIDI. Oznacza to, że ocena niezawodności wyłącznie na podstawie SAIDI może prowadzić do uproszczonych wniosków, podczas gdy dopiero analiza relacji SAIFI–CAIDI pozwala zidentyfikować dominujący mechanizm kształtujący niezawodność oraz właściwie ukierunkować działania eksploatacyjne.

W analizowanym okresie 2016–2025 wartości wskaźników dla Enei Operator (rys. 3) wykazują wyraźną zmienność, z dwoma okresami zaburzeń w latach 2017 oraz 2022, w których obserwowany jest jednoczesny wzrost zarówno SAIFI, jak i CAIDI. Zdarzenia te skutkowały przesunięciem punktów w prawy górny obszar wykresu i były związane z oddziaływaniem ekstremalnych zjawisk pogodowych.

W latach pośrednich (2018–2021) widoczny jest powrót do bardziej umiarkowanych wartości obu wskaźników, co wskazuje na zdolność systemu do stabilizacji po okresach zakłóceń.

W ostatnich latach (2023–2025) obserwuje się koncentrację punktów w zakresie SAIFI ≈ 1,7–2,2 oraz CAIDI ≈ 50–60 min, co świadczy o względnej stabilizacji poziomu niezawodności. Na tym tle można wskazać, że w analizowanym okresie CAIDI pozostaje względnie stabilny, natomiast większą zmienność wykazuje SAIFI, co sugeruje, że dalsza poprawa wskaźnika SAIDI



Rysunek 4. Wykres SAIFI–CAIDI dla Energa-Operator (2016–2025). Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

może być w większym stopniu związana z ograniczaniem częstotliwości przerw niż czasu ich trwania.

W całym okresie 2016–2025 Energa-Operator (rys. 4) charakteryzuje się umiarkowaną częstotliwością przerw na tle analizowanej grupy, przy umiarkowanych wartościach CAIDI. W latach 2017 oraz 2022 obserwowane są wyraźne odchylenia, związane ze wzrostem obu wskaźników i przesunięciem punktów w prawy górny obszar wykresu.

W latach 2018–2021 widoczna jest częściowa stabilizacja parametrów, natomiast w okresie 2023–2025 wartości SAIFI utrzymują się na poziomie ok. 2,0–2,2, przy CAIDI rzędu 60–80 min.

W ujęciu całego okresu można wskazać, że poziom SAIDI w większym stopniu kształtowany jest przez składnik częstotliwościowy (SAIFI), co sugeruje potrzebę dalszego ograniczania liczby zdarzeń awaryjnych.

W latach 2016–2025 PGE Dystrybucja (rys. 5) wyróżnia się wysoką częstotliwością przerw przy jednocześnie umiarkowanych wartościach CAIDI. W okresach zaburzeń (2017 i 2022) następuje dodatkowy wzrost obu wskaźników, co prowadzi do istotnego pogorszenia niezawodności.

W latach pośrednich widoczna jest stabilizacja CAIDI przy utrzymującej się wysokiej wartości SAIFI.

W końcowej części analizowanego okresu (2023–2025) struktura ta utrzymuje się, co wskazuje, że kluczowym ograniczeniem poprawy SAIDI pozostaje wysoka częstota przerw, przy jednoczesnym znaczeniu czasu ich trwania.

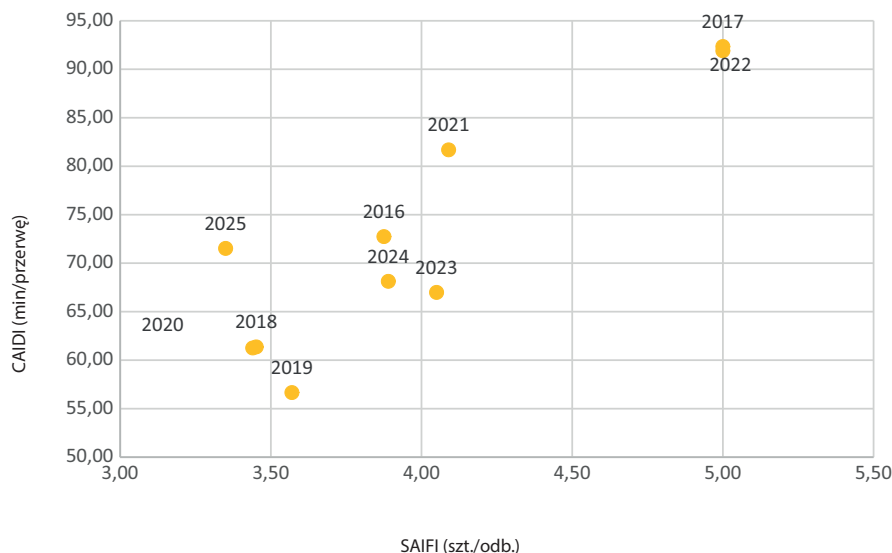
W całym analizowanym okresie Stoen Operator charakteryzuje się niskimi wartościami zarówno SAIFI, jak i CAIDI, przy niewielkiej zmienności w czasie.

W latach 2023–2025 obserwowany jest dalszy spadek CAIDI do poziomu ok. 45–50 min przy utrzymaniu niskiego SAIFI (ok. 0,6–0,85), co potwierdza stabilny i korzystny profil niezawodnościowy.

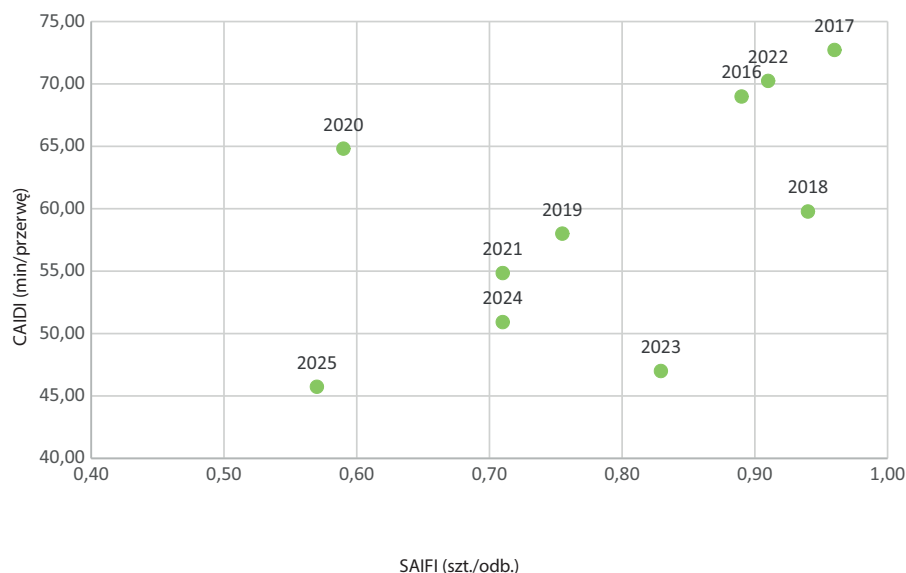
W tym przypadku kluczowe znaczenie ma utrzymanie osiągniętego poziomu jakości zasilania.

W analizowanym okresie 2016–2025 TAURON Dystrybucja (rys. 7) wykazuje umiarkowany poziom SAIFI przy wyraźnej zmienności CAIDI. W latach 2017 i 2022 widoczne są epizody pogorszenia, związane ze wzrostem obu wskaźników.

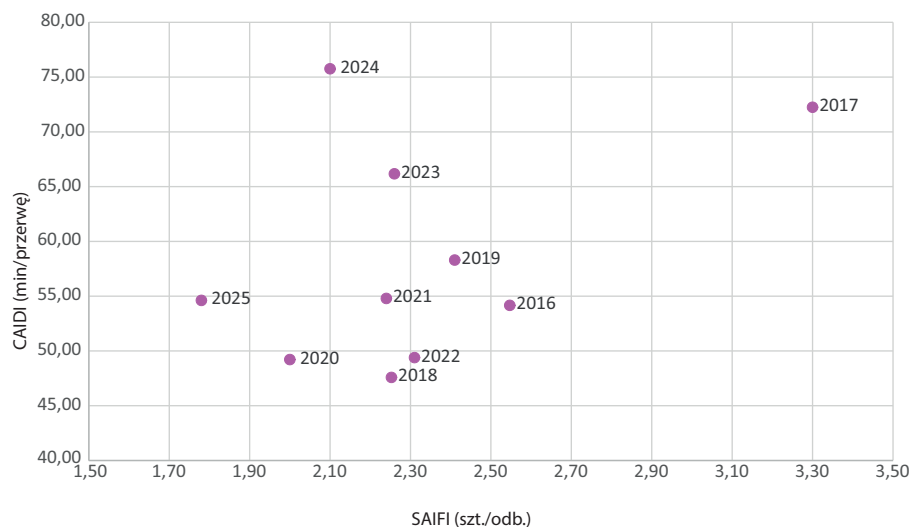
W latach pośrednich obserwuje się stabilizację SAIFI przy stopniowym obniżaniu lub stabilizacji CAIDI.



Rysunek 5. Wykres SAIFI–CAIDI dla PGE Dystrybucja (2016–2025). Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD



Rysunek 6. Wykres SAIFI–CAIDI dla Stoen Operator Sp. z o.o. (2016–2025). Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD



Rysunek 7. Wykres SAIFI–CAIDI dla TAURON Dystrybucji (2016–2025). Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

W ostatnich latach (2023–2025) SAIFI utrzymuje się na względnie stabilnym poziomie (ok. 1,7–2,3), natomiast CAIDI wykazuje większą zmienność (ok. 55–75 min), co sugeruje, że zmiany SAIDI są w większym stopniu determinowane przez składnik czasowy.

W ujęciu całego okresu wskazuje to na istotną rolę efektywności procesów odtwarzania zasilania.

Analiza okresu 2016–2025 wskazuje, że poziom SAIDI u poszczególnych operatorów kształtowany jest przez różne kombinacje jego składowych – częstości przerw (SAIFI) oraz czasu ich trwania (CAIDI). W całym analizowanym okresie widoczne są wspólne epizody pogorszenia niezawodności w latach 2017 i 2022, natomiast w latach 2023–2025 obserwowana jest stabilizacja lub poprawa wskaźników.

Jednocześnie struktura zależności SAIFI–CAIDI pozostaje wyraźnie zróżnicowana między operatorami. Stoen Operator charakteryzuje się korzystnym profilem niezawodności, wynikającym z niskiej częstości przerw oraz krótkiego czasu ich trwania. W przypadku Energa-Operator oraz Enei Operator istotną rolę w kształtowaniu poziomu SAIDI odgrywa składnik częstościowy (SAIFI), przy czym w przypadku Energa-Operator ma on charakter dominujący, natomiast dla Enei Operator widoczna jest większa zmienność częstości przerw przy względnie stabilnym poziomie CAIDI. TAURON Dystrybucja wykazuje większą zmienność CAIDI, co sugeruje istotną rolę czasu odtwarzania zasilania. Z kolei PGE Dystrybucja wyróżnia się jednoczesnym, istotnym wpływem obu czynników – zarówno wysokiej częstości, jak i czasu trwania przerw.

Uzyskane wyniki wskazują, że podobny poziom SAIDI może wynikać z odmiennych mechanizmów, a tym samym działania poprawiające niezawodność powinny być dostosowane do dominującego czynnika u danego operatora – ograniczania częstości przerw lub skracania czasu ich usuwania.

## Wnioski

Przeprowadzona analiza potwierdza, że wskaźniki CAIDI i MAIFI stanowią istotne uzupełnienie klasycznych miar niezawodności (SAIDI, SAIFI), dostarczając komplementarnych informacji o funkcjonowaniu sieci. MAIFI pozwala

uchwycić skalę zakłóceń krótkotrwałych oraz działanie automatyki sieciowej, natomiast CAIDI odzwierciedla średni czas trwania przerwy i sprawność procesu odtwarzania zasilania. W tym sensie MAIFI pełni również funkcję wskaźnika diagnostycznego, ujawniającego podatność sieci na zakłócenia przejściowe, podczas gdy CAIDI pozwala ocenić efektywność reakcji operatora na awarie. Ich łączne wykorzystanie umożliwia zatem przejście od prostej oceny niezawodności do jej pogłębionej interpretacji, obejmującej zarówno charakter zakłóceń, jak i skuteczność działań eksploatacyjnych.

W analizowanym okresie 2016–2025 zaobserwowano wyraźne zróżnicowanie wartości MAIFI pomiędzy operatorami. Wyższe wartości występowały dla PGE Dystrybucja i Energa-Operator, niższe dla Stoen Operator. Pogorszenie wskaźnika w latach 2017 i 2022 oraz poprawa w latach 2023–2025 wskazują na jego dużą wrażliwość na zmienność zakłóceń przejściowych. MAIFI jest silnie skorelowany z częstością przerw nieplanowanych (SAIFI), a słabo z przerwami planowanymi, co potwierdza jego interpretację jako miary intensywności krótkotrwałych zakłóceń, a nie efektywności usuwania awarii, ani skali prac planowych.

Analiza zależności SAIFI–CAIDI dla przerw nieplanowanych potwierdza, że podobny poziom wskaźnika SAIDI może wynikać z odmiennych kombinacji jego dwóch składowych: częstości przerw oraz czasu ich trwania. Zastosowane wykresy mają zatem istotną wartość diagnostyczną, ponieważ pozwalają określić, czy u danego operatora większe znaczenie dla poziomu niezawodności ma przede wszystkim liczba awarii, czy też długość procesu odtwarzania zasilania. Uzyskane wyniki wskazują, że w przypadku Energa-Operator oraz Enei Operator istotną rolę odgrywa składnik częstościowy, przy czym dla Energa-Operator ma on charakter dominujący, natomiast dla Enei Operator cechuje się większą zmiennością. W przypadku TAURON Dystrybucji kluczowe znaczenie ma zmienność czasu trwania przerw, natomiast dla PGE Dystrybucja istotny jest jednoczesny wpływ obu składników. Na tym tle Stoen Operator charakteryzuje się niską częstością przerw oraz krótszym czasem ich trwania w analizowanym okresie.

CAIDI i MAIFI nie powinny być traktowane jako wskaźniki alternatywne wobec

SAIDI i SAIFI, lecz jako ich rozwinięcie interpretacyjne, szczególnie użyteczne w analizach porównawczych i w ocenie zmian niezawodności w czasie.

Należy jednak podkreślić, że przedstawione wyniki odnoszą się do porównania operatorów na podstawie wartości wskaźników niezawodności, a nie do szczegółowej analizy charakteru ich sieci. W związku z tym takie czynniki jak stopień kablowania, poziom automatyzacji, warunki środowiskowe oraz ogólny charakter sieci (w tym większy udział sieci napowietrznych i obszarów wiejskich), które mogą wpływać na poziom i zróżnicowanie wskaźników, nie były przedmiotem niniejszej analizy. Analiza zależności pomiędzy tymi parametrami a wartościami wskaźników stanowi kierunek dalszych badań.

Uzyskane wyniki wskazują, że skuteczne zarządzanie niezawodnością sieci dystrybucyjnej wymaga równoległego monitorowania wskaźników SAIDI, SAIFI, CAIDI oraz MAIFI. W szczególności identyfikacja dominującego mechanizmu kształtującego SAIDI (częstościowego lub czasowego) oraz analiza poziomu MAIFI mogą stanowić podstawę do ukierunkowania działań eksploatacyjnych, takich jak ograniczanie liczby zakłóceń przejściowych, optymalizacja pracy zabezpieczeń czy poprawa efektywności procesu przywracania zasilania. Łączna analiza wskaźników CAIDI i MAIFI pozwala jednocześnie ocenić zarówno charakter zakłóceń, jak i skuteczność reakcji operatora, tworząc podstawę do bardziej kompleksowego zarządzania niezawodnością sieci.

## Bibliografia

1. American Public Power Association, 2025, 2024 Annual Benchmarking Reliability Report (eReliability Tracker).
2. Indiana Utility Regulatory Commission, 2024, Electric Utility Reliability Report 2024.
3. Southern California Edison, 2025, Annual Electric Reliability Report, Calendar Year: 2024.
4. Eman Ahmed, Sherein Abdulla, Kamelia Youssef, Hatem Waheed, 2017, Development of Reliability Indices for Electric Distribution Network in Egypt, Renewable Energy and Sustainable Development (RESO), Vol. 3, Issue 1, Special Issue.
5. M. Couto, J. Pascoal, J. Dias Matos, J. Antunes "An approach to reduce MAIFI – the Quality of Service Indicator for Momentary Interruptions – the experience of the Portuguese DSO" CIRED 2017 (International Conference on Electricity Distribution)



PTPiREE

# XI KONFERENCJA POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH 21-22 MAJA 2026 R. / DŹWIRZYNO

Organizator

Patronat Medialny



PTPiREE

**ENERGIA**  
Elektryczna

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

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

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

**Kontakt:** Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, e-mail: [nowinska@ptpiree.pl](mailto: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](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)



PTPiREE

»» Energa-Operator

## Debata o bezpieczeństwie energetycznym

Na Uniwersytecie Kaliskim odbyła się ogólnopolska konferencja naukowa poświęcona prawnym, ekonomicznym i technicznym aspektom bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. W wydarzeniu uczestniczyli przedstawiciele branży energetycznej, nauki, administracji, przemysłu i samorządów. Konferencję patronatem objęli m.in. Minister Energii oraz Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, a partnerem wydarzenia była Energa-Operator.

Podczas konferencji podkreślono znaczenie stabilności krajowego systemu elektroenergetycznego oraz wyzwań związanych z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii, szczególnie w systemie o wysokim nasyceniu fotowoltaiką i energetyką wiatrową.

Energa-Operator zwróciła uwagę na rekordową liczbę przyłączy OZE i konieczność rozbudowy oraz modernizacji sieci. W oddziale kaliskim nakłady inwestycyjne w najbliższych latach przekroczą 2,6 mld zł. Spółka podkreśla, że transformacja energetyczna wymaga nie tylko



W wydarzeniu uczestniczyli przedstawiciele branży energetycznej, nauki, administracji, przemysłu i samorządów

inwestycji technicznych, lecz także ścisłej współpracy operatorów z samorządami w obszarach takich jak bilansowanie sieci, magazynowanie energii i procedury przyłączeniowe.

Firma zorganizowała ponad 60 spotkań z samorządami oraz cykl konferencji, w których uczestniczyło prawie tysiąc osób. Przeprowadziła również badania wśród blisko 300 gmin, które wskazały potrzebę stworzenia długoterminowej

strategii energetyki obywatelskiej opartej na współpracy z operatorem. W odpowiedzi powstał projekt „Zielona Fala – Energetyczni Lokalnie”, wspierający rozwój kompetencji samorządów i tworzenie społeczności energetycznych.

Zagadnienia dotyczące energetyki lokalnej omawiano także podczas pierwszego Seminarium IPREG, poświęconego bilansowaniu i planowaniu energetycznemu na poziomie samorządowym. ■

Zdjęcie: Energa-Operator

»» PGE Dystrybucja

## Miliardy na modernizację

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) podpisał 7 umów z PGE Dystrybucja na modernizację i rozwój infrastruktury elektroenergetycznej. Dofinansowanie otrzymało wszystkie siedem oddziałów PGE Dystrybucja, a największe oddział w Warszawie – blisko 432,5 mln zł. Wsparcie trafi również do jednostek w Łodzi, Rzeszowie, Białymstoku, Lublinie, Skarżysku-Kamiennej oraz Zamościu. Głównym celem inwestycji jest poprawa parametrów pracy sieci i wzmocnienie infrastruktury na obszarach wiejskich. Dzięki realizacji projektów potencjał dostępnej mocy przyłączeniowej dla nowych odnawialnych źródeł energii wzrośnie do 541 MW.

Środki przyznano w ramach programu „Budowa lub modernizacja sieci dystrybucyjnych na obszarach wiejskich w celu umożliwienia przyłączania nowych odnawialnych źródeł energii”, który jest realizowany w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności.

Program zakłada budowę lub modernizację 914 km linii elektroenergetycznych i 24,6 tys. stacji elektroenergetycznych, instalację 407 tys. liczników zdalnego odczytu oraz możliwość przyłączenia odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy 1 tys. 237 MW. ■

»» PGE Energetyka Kolejowa Operator

## Wymiany danych z DB Energie

PGE Energetyka Kolejowa Operator – we współpracy z DB Energie – wdrożyła system wymiany danych w ramach pełnienia funkcji Operatora DCS (Data Collecting System). Uruchomienie produkcyjnego połączenia systemowego z DB Energie GmbH to efekt wielomiesięcznych testów, weryfikacji technicznych i dostosowania systemów informatycznych do europejskich standardów interoperacyjności. Rozwiązanie umożliwi automatyczną, bezpieczną i zgodną z regulacjami wymianę danych o zużyciu energii przez pociągi kursujące pomiędzy Polską a Niemcami.

DCS to naziemny system zbierania, przetwarzania i przekazywania danych pomiarowych dotyczących zużycia energii przez pojazdy trakcyjne. Jego rola jest kluczowa dla realizacji celów interoperacyjności na rynku kolejowym Unii Europejskiej – umożliwia sprawny i bezpieczny przepływ danych między operatorami i przewoźnikami kolejowymi, a w konsekwencji rozliczanie energii trakcyjnej w ruchu międzynarodowym.

PGE Energetyka Kolejowa Operator pełni funkcję Operatora DCS na podstawie decyzji Ministerstwa Infrastruktury. Spółka bierze aktywny udział w pracach międzynarodowej grupy roboczej UIC, która opracowuje standard IRS90930, mający ujednolicić zasady i techniczne wymagania dotyczące wymiany danych pomiarowych pomiędzy systemami funkcjonującymi w państwach UE. ■

## » Stoen Operator

## Niewidzialna infrastruktura pod ulicami stolicy

W wyniku działań stołecznego operatora sieci dystrybucyjnej duża część sieci energetycznej pojawia się pod ziemią. Kablone linie średniego i wysokiego napięcia stają się jednymi z fundamentów modernizacji miejskiej energetyki.

W gęstej zabudowie miejskiej coraz częściej stosuje się infrastrukturę podziemną, która lepiej współgra z otoczeniem i ogranicza wpływ na przestrzeń publiczną. Nie oznacza to jednak wyeliminowania linii napowietrznych, które w wielu lokalizacjach pozostają bardziej efektywnym i technicznie uzasadnionym rozwiązaniem, zapewniającym m.in. lepsze parametry jakości energii. Dlatego w przypadku infrastruktury wysokich napięć wszystkie nowe ciągi liniowe projektowane są jako kablone, natomiast istniejące są modernizowane indywidualnie – w wariantach podziemnym lub napowietrzonym, w zależności od lokalnych warunków i potrzeb sieci. Jednocześnie linie napowietrzne stopniowo zyskują nowy, bardziej estetyczny charakter dzięki wąskotrzonowym słupom, a ich obecność na obrzeżach miasta wpisuje się w standardy stosowane również w europejskich metropoliach.

Dziś w infrastrukturze obsługiwanej przez Stoen Operator aż 97 proc. linii średniego napięcia przebiega pod ziemią – to jeden z najwyższych wskaźników w kraju. Dzięki temu sieć jest bardziej odporna na trudne warunki pogodowe i mniej narażona na uszkodzenia mechaniczne, co przekłada się na większą niezawodność dostaw energii i stabilniejsze działanie miejskiej infrastruktury.

W przypadku Warszawy budowa i modernizacja sieci wysokiego napięcia mają strategiczne znaczenie. Wybudowanie nowych linii 110 kV w ostatnich latach pozwoliło na zasilenie nowych stacji 110 kV, między innymi na obszarze Falenicy, Okęcia, Sękocina. Nowa stacja 110 kV wraz z linią pozwoliła na przyłączenie do sieci Warszawskiej Wytwórni Energii – instalacji spalarni odpadów komunalnych zlokalizowanej na warszawskim Targówku.

Realizacja inwestycji elektroenergetycznych w dużym mieście jest działaniem wieloetapowym, wymagającym szczegółowej koordynacji i precyzji. Faza projektowa to najważniejsza, najtrudniejsza i najbardziej czasochłonna część przedsięwzięcia – obejmuje m.in. uzgodnienia z właścicielami działek, zarządcami miejskimi, gestorami innych sieci (wodociągowych, gazowych, telekomunikacyjnych) oraz analizę istniejącej infrastruktury podziemnej. Następnie przeprowadza się roboty budowlane, które w miarę możliwości realizowane są metodami minimalizującymi wpływ na otoczenie.

Warszawa to miasto o wyjątkowo gęstej sieci podziemnej, co wymaga stosowania zaawansowanych rozwiązań. Stoen Operator wykorzystuje m.in. metody bezwykopowe. To techniki, które pozwalają na prowadzenie linii kablowej bez konieczności wykonywania klasycznych wykopów na dużych odcinkach. Dzięki temu prace są szybsze i mniej uciążliwe dla mieszkańców. Ogranicza się także hałas, pył i utrudnienia drogowe. ■

## » Energa-Operator

## Wsparcie dla elektromobilności

Nawet ponad 200 ultraszybkich punktów ładowania będzie mogło powstać dzięki modernizacji pięciu głównych punktów zasilania (GPZ) przy autostradach A1 i A2 na terenie Wielkopolski i Kujaw. Realizacja inwestycji tworzącej nowy potencjał przyłączeniowy dla elektromobilności możliwa była dzięki 48 mln zł dofinansowania z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Efektem przeprowadzonej modernizacji, której elementem była wymiana transformatorów na urządzenia o większej mocy, jest wzrost potencjału przyłączeniowego o 50 MW. Przekłada się to np. na możliwość przyłączenia nawet ponad 200 punktów ładowania w tzw. superchargerach. Takie ultraszybkie ładowarki wybudowane mogą być m.in. w obrębie Miejsc Obsługi Podróżnych (MOP) przy głównych trasach komunikacyjnych A1 oraz A2 lub innych miejscach Wielkopolski i Kujaw. Dokładna lokalizacja i rodzaj przyłączanych obiektów zależą będzie



Zdjęcie: Energa-Operator

Zmodernizowane stacje elektroenergetyczne dostarczają energię dla ponad 40 tys. odbiorców

od inwestorów i składanych przez nich wniosków przyłączeniowych.

Zrealizowane inwestycje zwiększają również niezawodność dostaw energii i odporność sieci. Zmodernizowane stacje elektroenergetyczne dostarczają energię dla ponad 40 tys. odbiorców, w tym dynamicznie rozwijających się na tych obszarach przedsiębiorstw. Wykonane prace przyniosą też wymierne korzyści dla środowiska. Wedle szacunków pozwolą na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery o 773,8 Mg/r. oraz tlenków azotu i pyłów. ■

## » Enea Operator

## Bezpieczeństwo sieci

W północno-zachodniej Polsce łączna moc instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) przyłączonych do sieci Enei Operator przekroczyła już 8,5 GW. Spółka prowadzi działania mające zapewnić stabilność pracy sieci oraz bezpieczeństwo wszystkich jej użytkowników. Obejmują one m.in. monitoring prawidłowości działania mikroinstalacji. Kontrole mają na celu sprawdzenie m.in.: zgodności mocy instalacji z danymi zgłoszonymi do operatora, czy nie występują przekroczenia parametrów technicznych, takich jak poziom napięcia, legalności wprowadzania energii do sieci.

W skrajnych przypadkach brak usunięcia stwierdzonych niezgodności może skutkować podjęciem adekwatnych działań prewencyjnych. ■

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska



PTPiREE

KONFERENCJA  
**SZACOWANIE  
I PROGNOZOWANIE  
W SIECIACH  
ELEKTROENERGETYCZNYCH**  
22-23 KWIETNIA 2026 R. / WARSZAWA

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- nowoczesne metody prognozowania w elektroenergetyce (w tym podejścia hybrydowe i AI) oraz ocena jakości prognoz,
- prognozowanie obciążeń i bilansów w sieciach dystrybucyjnych w warunkach szybko rosnącej generacji rozproszonej,
- wpływ OZE i prosumentów na pracę sieci: obciążenia, przepływy, napięcia i ograniczenia operacyjne,
- praktyczne wykorzystanie danych z liczników bilansujących/AMI, SCADA oraz danych pogodowych do poprawy prognoz,
- walidacja i „czyszczenie” danych pomiarowych jako warunek wiarygodnych analiz i decyzji operacyjnych,
- elastyczność i magazynowanie jako narzędzia bilansowania i odciążania sieci,
- cyfrowe narzędzia zarządzania siecią wspierające planowanie i ruch,
- prognozowanie awarii i ryzyk sieciowych,
- analiza strat energii oraz wpływ OZE, magazynów i nowych odbiorów na ich poziom.

**Szczegółowe informacje:**

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

**Kontakt:**

Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, e-mail: [nowinska@ptpiree.pl](mailto: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](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)

# Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w lutym 2026 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poprawki do druku nr 2150 /projektu tzw. ustawy sieciowej – UC84/ na etapie komisji sejmowych</li> <li>• Tekst ustawy sieciowej przekazany do Senatu Ustawa – po przyjęciu przez Sejm 27.02</li> <li>• Materiał z odniesieniem PTPIREE do pytań ME – dot. projektu przepisów wdrażających art. 15e REDIII (ORI)</li> <li>• Projekt rozporządzenia MKiŚ ws. sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji oze – 26.01</li> <li>• Uzasadnienie do projektu rozporządzenia ws. OPRO</li> <li>• OSR do projektu rozporządzenia ws. OPRO</li> <li>• Uwagi PTPIREE do projektu rozporządzenia MKiŚ ws. sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji oze</li> </ul>
2.	Rozporządzenie systemowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Projekt nowelizacji rozporządzenia systemowego (platforma MARI) – 13.02</li> <li>• Uzasadnienie do projektu nowelizacji rozporządzenia systemowego</li> <li>• OSR do projektu nowelizacji rozporządzenia systemowego</li> <li>• Propozycja SE nowelizacji rozp. systemowego (poprawa bilansowania)</li> <li>• Uzasadnienie propozycji SE nowelizacji rozp. systemowego</li> <li>• Prezentacja dot. problematyki niezbilansowania KSE – materiał SE na spotkanie z OSD – 24.02</li> </ul>
3.	Dyrektywa permittingowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propozycja (tekst kompromisowy Prezydencji) wniosku dot. dyrektywy PE i Rady zmieniającej dyrektywy (UE) 2018/2001, (UE) 2019/944, (UE) 2024/1788 w odniesieniu do przyspieszenia procedury udzielania zezwoleń (tzw. dyrektywa permittingowa) – 6.02</li> <li>• Tabela z komentarzami/propozycjami zmian PTPIREE do propozycji wniosku dot. tzw. dyrektywy permittingowej – 16.02</li> </ul>
4.	Zagadnienia taryfowe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agenda II posiedzenia Zespołu do spraw poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej przy ME – 16.02</li> <li>• Prezentacja NCAE – Przegląd rozwiązań w zakresie ulg sieciowych dla odbiorców energochłonnych</li> <li>• Prezentacja ME (na spotkanie robocze 27.02) – propozycje głównych kierunków reformy taryfowej i możliwych przykładowych rozwiązań</li> <li>• Prezentacja PSE (na spotkanie robocze 13.02) – MEE – rozwiązania w zakresie rozliczeń taryfowych</li> </ul>
5.	Interpelacja/Zapytanie poselskie dot. infrastruktury energetycznej	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poselska interpelacja nr 15164 ws. stanu sieci elektroenergetycznych, odporności infrastruktury na ekstremalne warunki pogodowe oraz ryzyka przerw w dostawach energii</li> <li>• Poselskie Zapytanie nr 3094 ws. ryzyka blackoutów oraz przygotowania infrastruktury energetycznej w woj. warmińsko-mazurskim</li> <li>• Materiał PTPIREE/OSD dot. poselskiej interpelacji nr 15164 – dot. TAURON Dystrybucji</li> <li>• Materiał PTPIREE/OSD dot. poselskiego Zapytania nr 3094 – w części dot. Energa-Operator</li> <li>• Materiał PTPIREE/OSD dot. poselskiego Zapytania nr 3094 – w części dot. PGE Dystrybucja</li> </ul>
6.	Prace nad nowelizacją tzw. specustawy przesyłowej	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Projekt (ramy) nowelizacji specustawy przesyłowej – mat. roboczy PTPIREE</li> <li>• Projekt (ramy) rozporządzenia ws. listy inwestycji towarzyszących (przebudowa) – mat. roboczy PTPIREE</li> </ul>



Zdjęcie: Adobe Stock, Jason

Zdaniem resortu, przepisy ustawy sieciowej uproszczą przyłączenie do sieci, pomogą lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę i wesprą rozwój OZE, magazynów energii oraz biogazowni

## 1. Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

Pod koniec lutego Sejm przyjął przygotowany przez ME projekt tzw. ustawy sieciowej /UC84/. Zdaniem resortu „przepisy uproszczą przyłączenie do sieci, pomogą lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę i wesprą rozwój OZE, magazynów energii oraz biogazowni. Wzmocnią też ochronę odbiorców i zwiększą przewidywalność rachunków. To kluczowa reforma dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, stabilności systemu oraz sprawniejszego funkcjonowania rynku energii. Ustawa jest częścią pakietu antyblackoutowego i działań deregulacyjnych”.

W rozpatrywaniu projektu podczas posiedzeń połączonych komisji sejmowych (Komisji do Spraw Deregulacji oraz Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych) 10 lutego oraz 25 lutego – uczestniczyli przedstawiciele PTPIREE, wspierając kierunek zaproponowanych w regulacji zmian

i rozwiązań. Rozpatrzenie ustawy przez Senat – podczas pierwszego marcowego posiedzenia (3-4 marca).

Przedstawiciel PTPIREE uczestniczył także w posiedzeniu Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych 12 lutego, poświęconym „Informacji na temat propozycji rozwiązań legislacyjnych mających na celu obniżenie kosztów energii elektrycznej dla przemysłu energochłonnego w Polsce, w kontekście obniżania się konkurencyjności polskiej gospodarki”.

W związku z prowadzonymi przez ME pracami nad wdrożeniem przepisów dotyczących obszarów rozwoju infrastruktury sieci i magazynowania (fakultatywny element transpozycji dyrektywy REDIII, art. 15e), w ślad za przekazanym w styczniu stanowiskiem dot. poszczególnych zapisów projektu regulacji, w lutym PTPIREE odniosło się do listy dodatkowych pytań ME – w szczególności dot. zasadności wprowadzenia nowego mechanizmu (ORI) wraz z oceną wpływu, tj. szacunkiem ew. skrócenia procedur dla projektów sieciowych.

W połowie lutego PTPIREE przekazało stanowisko/uwagi w ramach konsultacji publicznych projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu przygotowania projektu planu obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Celem jest wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 160g ust. 6 ustawy o OZE. Projektowane rozporządzenie stanowi narzędzie do technicznego przygotowania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (tzw. planów OPRO), zapewnienia przejrzystości planów OPRO oraz ich koordynacji z planów rozwoju poprzez wprowadzenie jednolitych w skali kraju zasad jego sporządzania.

## 2. Rozporządzenie systemowe

W lutym – ze względu na decyzję ME o wstrzymaniu (przesunięciu o kilka tygodni) skierowania projektu nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego do

konsultacji publicznych – kontynuowano rozmowy między OSD/PTPIREE a PSE w zakresie wzajemnie niezgodzonych dotychczas zagadnień. Uzgodnienia dot. m.in. doprecyzowania zapisów dot. wymagań dla MWE oraz MEE, kompensacji/rozliczeń w ramach węzła sieci zamkniętej, koniecznych zmian związanych z CSIRE. Kontynuowane są na początku marca.

Ponadto 18 lutego na zaproszenie ME przedstawiciele PTPIREE uczestniczyli w spotkaniu roboczym (ME – TOE – PTPIREE – PSE) dot. optymalnego ujęcia w nowym rozporządzeniu kwestii agregacji/warunków świadczenia usług agregacji.

Jednocześnie – w ostatnich dniach lutego ME rozpoczęło konsultacje publiczne projektu nowelizacji rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Projektowana regulacja – w zaprezentowanej do konsultacji treści – dot. przede wszystkim PSE – w związku z przygotowaniem do przystąpienia do platformy MARI (europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną – mFRR) i koniecznym dostosowaniem warunków dotyczących bilansowania.

### 3. Dyrektywa permittingowa

W związku z toczącymi się w na szczeblu unijnym pracami nad wnioskiem dotyczącym dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywy (UE) 2018/2001, (UE) 2019/944, (UE) 2024/1788 w odniesieniu do przyspieszenia procedury udzielania zezwoleń (tzw. dyrektywa permittingowa) – na prośbę Departamentu Elektroenergetyki i Gazu ME – przekazano stanowisko/uwagi PTPIREE do zaprezentowanej treści, w szczególności w zakresie sieci elektroenergetycznych, w tym dot. procesu przyłączeń do sieci.

W pełni popierając cel legislacji, jakim jest skrócenie i usprawnienie procesów administracyjnych związanych z rozwojem infrastruktury energetycznej (w tym OZE oraz magazynów energii), zwrócono jednocześnie uwagę, że przyspieszenie procesów administracyjnych nie może odbywać się ani kosztem bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, ani poprzez nakładanie na OSD obowiązków, które – z przyczyn obiektywnych (tj. ograniczenia techniczne

sieci, konieczność uzyskania decyzji środowiskowych lub problemy planistyczne) – nie są możliwe do zrealizowania. W szczególności podkreślono konieczność/zasadność: wyłączenia inwestycji sieciowych z obowiązku prowadzenia postępowań za pośrednictwem jednolitego portalu cyfrowego; wyłączenia „milczącej zgody” w obszarach o znaczeniu technicznym, w tym w szczególności w procedurach przyłączeniowych oraz w każdej decyzji mogącej wpływać na bezpieczeństwo, niezawodność i jakość dostaw energii; realistycznego ukształtowania terminów w procedurach przyłączeniowych; wyraźnego rozdzielenia procedury przyłączeniowej od procedur administracyjnych dla magazynów energii oraz stacji ładowania; wzmocnienia zasady nadrzędnego interesu publicznego (OPI) dla inwestycji sieciowych, przy jednoczesnym wyłączeniu stosowania „milczącej zgody” w sytuacjach, których skutki mogłyby naruszyć bezpieczeństwo pracy systemu; uzupełnienia obowiązków planistycznych OSP o konieczność uwzględniania planów rozwoju OSD.

### 4. Zagadnienia taryfowe

W połowie lutego odbyło się kolejne spotkanie powołanego przez ME głównego Zespołu ds. poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej. W ramach zadań przewidzianych do realizacji przez poszczególne podmioty (których przedstawiciele uczestniczą w pracach) PTPIREE wspiera NCAE – przy opracowywaniu rekomendacji i założeń do propozycji zmian przepisów w tym dot. mechanizmów uwzględniających specyfikę poszczególnych kategorii odbiorców (przede wszystkim – przemysłowych/energochłonnych) przy zapewnieniu rozwoju i efektywnego funkcjonowania sieci i systemu elektroenergetycznego. Podstawę do sformułowania końcowych rekomendacji dla wskazanych rozwiązań stanowi przegląd i ocena rozwiązań w innych krajach z zakresu systemów taryf sieciowych. Kolejne posiedzenie zaplanowano na połowę marca.

W lutym – między posiedzeniami głównego Zespołu (któremu przewodniczy Minister Energii, a uczestniczą m.in. Prezesi OSD) – odbyły się także robocze spotkania, w których udział biorą m.in. eksperci taryfowi OSD. Na jednym z nich

kontynuowano dyskusje i uzgodnienia dot. propozycji zmiany zasad rozliczeń opłat dystrybucyjnych dla magazynów energii. Na kolejnym – przedstawiciele ME zaprezentowali propozycje kierunków reformy taryfowej i możliwych przykładowych rozwiązań. Szczegółowe odniesienie się OSD do tez i rozwiązań zawartych w prezentacji ME przewidziano na kolejnym posiedzeniu głównym Zespołu.

### 5. Zapytanie poselskie dotyczące infrastruktury energetycznej

W połowie lutego ME zwróciło się do PTPIREE z prośbą o wsparcie dot. skierowanych do ministra energii korespondencji poselskich: interpelacji (nr 15164 ws. stanu sieci elektroenergetycznych, odporności infrastruktury na ekstremalne warunki pogodowe oraz ryzyka przerw w dostawach energii – obszar tarnowski) oraz zapytania (nr 3094 ws. ryzyka blackoutu oraz przygotowania infrastruktury energetycznej w woj. warmińsko-mazurskim). W odpowiedzi PTPIREE przekazało materiały dotyczące zawartych w pismach pytań w obszarze właściwości OSD.

### 6. Prace nad nowelizacją tzw. specustawy przesyłowej

Biorąc pod uwagę potrzeby w zakresie usprawnienia inwestycji, m.in. związanych z realizacją Planów Rozwoju OSD, dofinansowanych w ramach AFIR czy związanych z obronnością, w ramach PTPIREE trwają prace nad inicjatywą nowelizacji tzw. specustawy przesyłowej (tj. ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych) oraz aktu wykonawczego (tj. rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 21 listopada 2023 r. w sprawie wykazu inwestycji towarzyszących polegających na przebudowie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV). Przygotowano m.in. propozycje list z inwestycjami OSD do ujęcia w nowelizacjach ww. regulacji (i przekazano do konsultacji z PSE). Docelowo propozycje obu regulacji zostaną przesłane do ME.

*Biuro PTPIREE  
Poznań, 2 marca 2026 r.*



**PTPIREE**

**XII KONFERENCJA**

# **PRZYŁĄCZANIE I WSPÓŁPRACA OZE ORAZ MAGAZYNÓW ENERGII Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM**

**6-7 MAJA 2026 R. / WARSZAWA**

Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- najnowsze oraz planowane zmiany formalno-prawne / regulacyjne dotyczące m.in. przyłączania OZE i magazynów energii do sieci,
- wpływ nowych i planowanych regulacji prawnych na działalność OSD oraz funkcjonowanie KSE,
- zasady funkcjonowania OZE i magazynów w innych krajach,
- planowany rozwój sieci elektroenergetycznych oraz zwiększenie możliwości przyłączeniowych sieci elektroenergetycznych,
- aktualny stan instalacji OZE i magazynów energii (ME),
- warunki i zasady przyłączania do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, w tym mikroinstalacji i magazynów energii,
- wpływ OZE, w tym mikroinstalacji oraz magazynów energii na pracę sieci elektroenergetycznej,
- bezpieczeństwo, w tym cyberbezpieczeństwo, pracy sieci elektroenergetycznej o dużym nasyceniu OZE i magazynów energii.

**Szczegółowe informacje:**

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

**Kontakt:**

Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, e-mail: [nowinska@ptpiree.pl](mailto: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](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)



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



## Zmiany do ustawy o OZE

Opublikowany został kolejny projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Istotne dla OSD mogą być zmiany dotyczące przyłączania magazynów energii elektrycznej i sposobu sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii w art. 7 ust. 8d(12) ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej, do mocy zainstalowanej mikroinstalacji nie będzie wliczana moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej, o ile: (1) moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej jest nie większa niż 2,2-krotność mocy zainstalowanej mikroinstalacji oraz (2) łączna moc, która może być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, jest nie większa niż moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji. Ustawa zakłada również zmiany w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym w zakresie planu miejscowego, na podstawie którego ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa. Projektodawca przyjmuje, że lokalizacja elektrowni wiatrowych ma odbywać się na zasadach zawartych w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, a nie w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. W ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych zostanie dodany nowy rozdział 2ab wprowadzający nowy mechanizm gratyfikacji w postaci funduszu partycypacyjnego, dalej „fundusz partycypacyjny”, a uchylony zostanie obecnie przyjęty mechanizm polegający na uzyskiwaniu statusu prosumenta wirtualnego w odniesieniu do elektrowni wiatrowej. Wytwórca będzie tworzył fundusz partycypacyjny na końcowym etapie procesu inwestycyjnego, w momencie nie późniejszym niż dzień wytworzenia

w elektrowni wiatrowej po raz pierwszy energii elektrycznej i jej wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej albo do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo linii bezpośredniej. Wytwórca będzie zobowiązany do zasilania funduszu partycypacyjnego i późniejszego wypłacania środków z tego funduszu. Od dnia utworzenia funduszu partycypacyjnego do dnia wydania prawomocnej decyzji o pozwoleniu na rozbiórkę elektrowni wiatrowej. Beneficjentami funduszu będą właściciele budynków mieszkalnych, budynków o funkcji mieszanej i lokali mieszkalnych w odległości 1000 metrów od elektrowni wiatrowej (zasięg podstawowy) albo w odległości większej, nawet obejmujące teren całej gminy i wynikającej z brzmienia uchwały rady gminy (zasięg rozszerzony).

Główna część projektu zakłada wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MWe w formie aukcji biometanu. Pozwoli to na objęcie wsparciem zarówno wytwórcy biometanu w instalacjach OZE o mocy poniżej 1 MWe (korzystają z mechanizmu dopłat do ceny rynkowej – feed in premium), jak i pozostałych wytwórcy biometanu. Inną zmianą jest doprecyzowanie uregulowania dotyczącego końcowego rozliczenia depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem. Dostosowana do prawa Unii Europejskiej ma zostać definicja „instalacji odnawialnego źródła energii”. Uwzględnione w niej mają zostać nie tylko magazyny energii elektrycznej, ale także magazyny ciepła oraz magazyny chłodu. Dzięki temu magazyny energii elektrycznej, magazyny ciepła oraz magazyny chłodu połączone z zespołem urządzeń służących do wytwarzania z odnawialnych źródeł energii – energii elektrycznej, ciepła oraz

chłodu, będą uznawane za instalację odnawialnego źródła energii. Pozostałe zmiany dotyczą modyfikacji regulacji związanych z systemami wsparcia OZE np. umożliwienie zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych w systemie aukcyjnym OZE. Interesującą dla OSD zmianą może być zmiana dotycząca wydawania certyfikatów instalatorom instalacji OZE. Postuluje się odejście od wydawania certyfikatu instalatorowi tylko na podstawie dyplomu ukończenia studiów wyższych w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, ciepłych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych. Samo posiadanie przez instalatora dyplomu ukończenia studiów wyższych w ww. zakresach nie potwierdza jego umiejętności praktycznych w zakresie montażu poszczególnych rodzajów instalacji OZE. Te umiejętności są kluczowe z punktu widzenia jakości wykonania instalacji oraz zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji. Dlatego konieczne ma być przystąpienie instalatora do egzaminu, o którym mowa w art. 137 ust. 1 ustawy OZE. Zmiany mają także dotyczyć spółdzielni energetycznych, w tym w zakresie udostępniania przez OSD danych pomiarowych na wnioski spółdzielni, a nie jak obecnie spółdzielni energetycznej. Pozwoli to na uzyskiwanie danych przez spółdzielnie, które dopiero zamierzają rozpocząć działalność jako spółdzielnia energetyczna.

## Projekt zmiany rozporządzenia systemowego

25 lutego br. opublikowano projekt rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (rozporządzenie systemowe). Projekt ma charakter dostosowawczy

i służy przygotowaniu polskiego operatora systemu przesyłowego (OSP) do przystąpienia do europejskiej platformy MARI. Nie zmienia on modelu rynku energii, lecz wprowadza punktowe modyfikacje dotyczące w szczególności przekształcania ofert zintegrowanego procesu grafikowania, zasad rozliczeń energii bilansującej oraz rezerwy operacyjnej.

Projektowane przepisy będą wymagały dostosowania obowiązujących Warunków dotyczących bilansowania handlowego (WDB), wdrożonych przez OSP, a także umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Temu służą przewidziane w projekcie regulacje przejściowe, które nakładają na operatorów systemów elektroenergetycznych, sprzedawców, odbiorców, wytwórców energii elektrycznej oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej obowiązek dostosowania stosunków umownych do zmian wprowadzanych w WDB.

## Pakiet energetyczny dla obywateli – przystępna cenowo energia dla wszystkich

W marcu br. Komisja Europejska (KE) opublikowała komunikat „Pakiet energetyczny dla obywateli – przystępna cenowo energia dla wszystkich”, którego celem jest zapewnienie Europejczykom dostępu do przystępnej cenowo, czystej energii oraz wzmocnienie ochrony odbiorców, zwłaszcza osób znajdujących się w trudnej sytuacji i dotkniętych ubóstwem energetycznym. W komunikacie zapowiedziano działania służące m.in. obniżaniu rachunków za energię elektryczną, zwiększeniu przejrzystości i porównywalności ofert, ułatwieniu zmiany dostawcy, promowaniu elastycznych umów detalicznych, rozwojowi społeczności energetycznych oraz lepszej ochronie odbiorców wrażliwych przed skutkami ubóstwa energetycznego i ryzykiem odłączenia. Komunikat nie zmienia modelu rynku energii, lecz określa kierunki działań KE i państw członkowskich na rzecz skuteczniejszego wdrażania obowiązujących przepisów UE oraz pełniejszego wykorzystania praw przysługujących odbiorcom na rynku energii.

## Strategia rozwoju i wdrażania małych reaktorów modułowych (SMR) w Europie

Również w marcu br. KE podzieliła się komunikatem dotyczącym strategii rozwoju

i wdrażania małych reaktorów modułowych (SMR) w Europie. Komisja zapowiada stworzenie warunków sprzyjających rozwojowi tej technologii i jej wdrażaniu, przy zachowaniu wysokich standardów bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej oraz właściwego gospodarowania odpadami promieniotwórczymi. Zgodnie ze strategią uruchomienie pierwszych SMR w Europie mogłoby nastąpić na początku lat 30. XXI w. KE wskazuje jednak, że powodzenie tego przedsięwzięcia będzie zależało od dostępu do kapitału, współdzielenia wiedzy, infrastruktury i zasobów, ujednolicenia ram regulacyjnych w państwach członkowskich, skrócenia procedur wydawania zezwoleń, standaryzacji modeli, przyjęcia podejścia flotowego oraz rozwoju silnych łańcuchów dostaw.

## Konsultacje społeczne dot. projektu nowego ogólnego rozporządzenia GBER

Trwają konsultacje społeczne dotyczące projektu nowego ogólnego rozporządzenia w sprawie wyłączeń blokowych (GBER). Zainteresowane podmioty mogą zgłaszać uwagi i opinie do 23 kwietnia br. Projekt ma istotne znaczenie dla zasad udzielania pomocy publicznej w ramach wyłączeń blokowych, także z perspektywy OSD, ponieważ przewiduje rozwiązania dotyczące wsparcia inwestycji w infrastrukturę energetyczną.

## Postępowanie wyjaśniające ws. redysponowania nierynkowego

Na początku marca br. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) poinformował na swojej stronie internetowej o wszczęciu postępowania wyjaśniającego dotyczącego praktyk Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (OSP) w zakresie stosowania mechanizmu redysponowania jednostek wytwórczych OZE oraz magazynów energii. Z komunikatu Urzędu wynika, że impulsem do podjęcia działań były skargi przedsiębiorców. Przedmiotem postępowania nie jest sama potrzeba bilansowania systemu, lecz sposób stosowania tego mechanizmu przez OSP. Prezes UOKiK bada, czy polecenia wyłączenia lub ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE były wydawane w sposób proporcjonalny, równomierny i niedyskryminacyjny wobec poszczególnych wytwórców. Zatem

celem postępowania jest ustalenie, czy stosowanie mechanizmu redysponowania mogło prowadzić do nierównego traktowania części uczestników rynku.

## Przegląd orzecznictwa

W połączonych sprawach C-722/24 i C-756/24 Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej ma rozstrzygnąć zakres pojęcia „linii bezpośredniej” w rozumieniu art. 2 pkt 41 dyrektywy 2019/944.

Jak wynika z opinii rzecznik generalnej Juliane Kokott z dnia 12 lutego 2026 r., pytania prejudycjalne koncentrują się zasadniczo na dwóch grupach zagadnień. Po pierwsze, ustalenie, czy linia bezpośrednia stanowi alternatywną formę zaopatrzenia w energię elektryczną, czy też może być wykorzystywana wyłącznie wtedy, gdy zasilenie z sieci nie jest możliwe lub uzasadnione. Po drugie, przedmiotem wątpliwości jest zakres definicji tej instytucji, w szczególności możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury wytwórcy, zasilania kilku odbiorców oraz sposób rozumienia pojęcia „wydzielonego miejsca wytwarzania”.

Rzecznik generalna opowiada się za wykładnią, w myśl której o uznaniu danej infrastruktury za linię bezpośrednią przesądza jej funkcja, tj. bezpośrednie dostarczanie energii odbiorcy bez pośrednictwa sieci operatora. Z tej perspektywy, linia bezpośrednia może również łączyć także podmioty, które są równolegle przyłączone do sieci, o ile dostawa energii między nimi odbywa się bez wykorzystania sieci operatora. Ponadto, sam fakt, że zarówno wytwórca, jak i odbiorca są przyłączeni do sieci elektroenergetycznej, nie wyklucza jeszcze istnienia „linii bezpośredniej”. Proponowana wykładnia dopuszcza również możliwość objęcia tym pojęciem linii wykorzystywanej do zaopatrzenia więcej niż jednego odbiorcy.

Opinia rzecznik generalnej nie wiąże TSUE; jej rolą jest przedstawienie niezależnej propozycji rozwiązania sprawy przed wydaniem wyroku. Dopiero wyrok TSUE przesądzi, jak należy rozumieć art. 2 pkt 41 dyrektywy 2019/944. Jeżeli TSUE podzieli tę wykładnię, z krajowej perspektywy nie powinno to oznaczać potrzeby zmiany, ponieważ modyfikacja instytucji linii bezpośredniej wprowadzona do ustawy Prawo energetyczne jesienią 2023 r. uwzględnia już tę bardziej liberalną linię interpretacyjną rzecznik generalnej. W innym przypadku może pojawić się potrzeba zmian ustawowych. ■



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](mailto: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](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)

## Sieci 5G Advanced

# Krok w kierunku 6G

Organizacja normalizacyjna 3GPP (3rd Generation Partnership Project) odegrała istotną rolę w rozwoju łączności mobilnej. Powstała w 1998 roku z myślą o opracowaniu jednolitych standardów dla systemów telekomunikacji mobilnej oraz zapewnieniu globalnej interoperacyjności urządzeń końcowych UE (User Equipment). Początkowo jej głównym celem było stworzenie standardu 3G, stąd nazwa organizacji nawiązuje do „3rd Generation”. Z biegiem czasu 3GPP rozszerzyła swoje działania na rozwój standardów 4G (LTE), następnie 5G (NR – New Radio).

Rok 2026 jest dla 3GPP okresem przejściowym pomiędzy światem 5G a 6G. Obecnie rozwinięcie 5G zwane 5G-Advanced tworzy pomost do świata 6G. To właśnie dziś, w pracach nad kolejnymi wydaniem standardów 3GPP, nadawany jest kierunek, w którym podąży następna generacja mobilnej łączności. Obecnie organizacja 3GPP koordynuje prace nad kolejnymi standardami generacji telefonii komórkowej w postaci tzw. Wydań (Release). Każdy Release jest zarządzany w klasycznym modelu projektowym waterfall. Najpierw powstają wymagania usługowe i use case'y (Stage 1), potem architektura systemu (Stage 2), a na końcu protokoły i szczegóły realizacyjne (Stage 3). W planie pracy (Work Plan) 3GPP dzieli zadania prowadzące do opracowania dokumentacji technicznej – prace studyjne TR (Technical Report) i specyfikacji TS (Technical Specification).

Chociaż 3GPP formalnie zamroziło prace nad Release 18 w czerwcu 2024 roku, nie oznaczało to zakończenia prac nad tym wydaniem. Datę freeze należy traktować raczej jako moment graniczny, od którego nie są dodawane nowe funkcjonalności. Dla każdego wydania (release) uzyskanie statusu frozen oznacza, że ten release przechodzi formalnie w tryb maintenance. Oznacza to, że w specyfikacjach mogą być nadal wprowadzane poprawki,

jednak mają one charakter utrzymaniowy, a nie rozwojowy. W modelu pracy 3GPP przyjmuje się, że przez co najmniej około dwa lata od daty freeze można spodziewać się dalszych korekt i doprecyzowań. Zmiany te są procedowane w grupach roboczych (Working Groups) w formie tzw. CR-ów (Change Request). Obejmują one poprawki błędów, wyjaśnienia, usuwanie niejednoznaczności oraz doprecyzowanie zapisów specyfikacji, także w odniesieniu do przypadków użycia, które nie zostały wystarczająco jasno ujęte w wersji pierwotnej. W praktyce grupy robocze zajmują się przede wszystkim obsługą tzw. bugfixów, czyli poprawek błędów redakcyjnych i technicznych, w tym korekt opisów struktur danych oraz interfejsów, takich jak ASN.1 czy OpenAPI.

W praktyce terminy freeze dość często przesuwały się względem pierwotnych założeń. Najczęściej są to opóźnienia rzędu jednego kwartału, choć w historii zdarzały się również dłuższe opóźnienia (liczone w kwartałach). Jest to naturalny element procesu standaryzacyjnego, w którym trzeba pogodzić ambitny zakres nowych funkcji z ograniczeniami harmonogramu. Warto pamiętać, że tworzenie standardu zawsze łączy w sobie kilka, niekiedy sprzecznych, celów. Z jednej strony cały proces odbywa się pod presją czasu i koniecznością dotrzymania planowanego

harmonogramu. Z drugiej strony w pracach uczestniczą firmy, które mają własne priorytety biznesowe i technologiczne, a także chcą wprowadzać nowe funkcje oraz usprawnienia. To sprawia, że wypracowanie wspólnego stanowiska wymaga czasu i kompromisów. W praktyce oznacza to konieczność ciągłego szukania równowagi między maksymalizacją wprowadzanych innowacji a utrzymaniem realnego cyklu tworzenia standardu.

Sam moment zamrożenia ma bardzo duże znaczenie dla całego ekosystemu 3GPP, w szczególności dla producentów urządzeń końcowych, czyli UE (user equipment). Freeze daje im pewność, że przyszłe poprawki utrzymaniowe nie zmienią w sposób istotny funkcjonalności urządzeń projektowanych na podstawie ustabilizowanej wersji specyfikacji. Jest to szczególnie ważne z perspektywy cyklu projektowania, testowania i wdrażania nowych produktów, który w praktyce trwa znacznie dłużej niż same prace standaryzacyjne. Przeważnie dostawcy produktów ekosystemu 3GPP (oprogramowania i urządzeń) dostarczają je na rynek w przeciągu 3-4 lat od daty wydania danego Release.

Podsumowując, realną cezurą dla wprowadzania zmian w ramach CR-ów do Release 18 jest raczej rok 2026, i to bardziej jego końcówka niż ścisła rocznica



Zdjęcie: Adobe Stock, AD

### Rok 2026 jest dla organizacji 3GPP okresem przejściowym pomiędzy światem 5G a 6G

zamrożenia standardu w czerwcu 2024 roku. Trzeba przy tym pamiętać, że również etap zamykania prac utrzymaniowych może w praktyce ulec przesunięciu.

Na tym tle warto spojrzeć na stan prac w 3GPP. Druga faza 5G-Advanced, czyli Release 19, nie tak dawno (tj. 12 grudnia 2025 roku) została formalnie zamrożona. Oznacza to, że również to wydanie znajduje się w trybie maintenance, a więc dalsze zmiany mają charakter korekcyjny i utrzymaniowy, a nie rozwojowy

Z perspektywy marca 2026 roku można więc powiedzieć, że 3GPP zakończyło już główny etap prac nad Release 19, a główny ciężar prac przesunął się na Release 20. Jest to obecnie aktywne wydanie rozwojowe, którego zakończenie planowane jest na czerwiec 2027 roku. Harmonogram prac na tym release przewiduje osiągnięcie około 80 proc. prac fazy Stage 2 do czerwca 2026 roku, a finalne zamknięcie tego etapu planowane jest na wrzesień 2026 roku. Fazę Stage 3 planuje zakończyć się w marcu 2027 roku oraz dalsze prace ASN.1/OpenAPI na czerwiec 2027 roku.

Organizacji 3GPP założyła, że Release 20 to wydanie pomostowe pomiędzy 5G-Advanced a 6G. W tym release prace są prowadzone dwoma strumieniami: Rel-120\_5GA dotyczy dalszych prac nad ulepszeniem 5G-Advanced oraz Rel-20\_6G ma służyć wczesnym pracom studyjnym nad 6G. Oznacza to, że obecnie trwają prace koncepcyjne nad scenariuszami użycia, wymaganiami usługowymi, architekturą systemową oraz podstawowymi założeniami nowego interfejsu radiowego, ale nie są to jeszcze finalne specyfikacje 6G

(bo one znajdują się Release 21). Natomiast Release 21 ma być pierwszym wydaniem obejmującym 6G w sensie normatywnym.

Jak wspomnieliśmy na wstępie rok 2026 jest dla 3GPP pomostem pomiędzy światem 5G a 6G. Z jednej strony trwa dalsza ewolucja 5G w postaci 5G-Advanced w ramach Release 20, z drugiej zaś w tym samym wydaniu prowadzone są już prace koncepcyjne, które mają przygotować grunt pod kolejną generację 6G.

Kolejnym istotnym obszarem prac 3GPP w Release 19 i Release 20 jest poprawa efektywności energetycznej, obejmująca zarówno urządzenia końcowe, jak i stacje bazowe. W Release 19 nacisk położono m.in. na dalszy rozwój mechanizmów network energy savings w warstwie radiowej oraz na rozszerzenie zarządzania energią. W Release 20 temat ten jest kontynuowany i rozszerzany w ramach ścieżki 5G-Advanced, gdzie 3GPP wprost wskazuje Energy Efficiency & Sustainability jako jeden z głównych obszarów rozwoju. Oznacza to przejście od prostych mechanizmów oszczędzania energii do bardziej systemowego podejścia, w którym sieć ma dynamicznie dostosowywać swoje parametry do obciążenia, warunków radiowych i celów energetycznych operatora. Koszt dostawy energii elektrycznej do infrastruktury operatora telekomunikacyjnego stanowi liczącą się pozycję kosztową (jako całość i per obiekt). Stąd operatorzy telefonii komórkowej, aby zmniejszyć rachunki za energię elektryczną dostosowują moc emitowaną ze stacji bazowych (w tym zużycie energii elektrycznej) do bieżącego zapotrzebowania ruchu telekomunikacyjnego. Jednym

z działań może być obniżanie mocy sygnałów ze stacji bazowych poza szczytami ruchu (np. od 24:00 do 6:00 rano). Z punktu widzenia sektora energetyki dystrybucyjnej taka agresywna optymalizacja ustawień w godzinach nocnych może się przyczynić do czasowej i cyklicznej niedostępności urządzeń zainstalowanych w terenie, takich jak routery, modemy czy urządzenia Internetu Rzeczy, zwłaszcza tych pracujących w tzw. „głębokim polu”. Przy zmniejszonej mocy sygnałów radiowych emitowanych przez stację bazową spada bowiem zasięg komórki.

W pracach nad Release 20 nacisk kładzie się na uczenie maszynowe i sztuczną inteligencję AI/ML oraz łączność z wykorzystaniem satelitów NTN – (Non-terrestrial network). Bardzo ciekawym wątkiem jest wykorzystanie AI/ML do zarządzania warstwą radiową. Głównie dotyczy to predykcji ruchu sieci telefonii komórkowej, optymalizacji ustawień stacji bazowych, dostosowania algorytmów sterowania wiązką antenową (MIMO w tym eMIMO) do bieżących warunków propagacyjnych i chwilowego zapotrzebowania na ruch sieciowy. Pozwoli to na zmniejszenie interferencji i poprawi jakość parametrów transmisyjnych odczuwalnych przez klienta. Nie tylko dotyczy to ruchu sieciowego ze stacji bazowej do urządzeń (downlink), ale czasami ruchu uplink, czyli od urządzenia końcowego UE do sieci komórkowej (np. masowe transmisje wideo na żywo przez użytkowników podczas wydarzeń sportowych, czy innych aktywności zbiorowych, jak zlot miłośników morsowania czy koncerty).

Krystian Górski



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 SF<sub>6</sub> – 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 zwarć, 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](mailto: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](mailto:ptpiree@ptpiree.pl)

Mazda 6e

# Japońska elegancja w świecie EV

Zdjęcie: <https://pl.mazda-press.com/>

Mazda 6e to samochód, który wygląda jak rzeźba, prowadzi się jak sportowe auto, a przy tym oferuje technologie jutra

Przez lata Mazda 6 była synonimem klasy, niezawodności i radości z jazdy w segmencie D. Gdy świat motoryzacji skręcił w stronę elektromobilności, wielu fanów marki drżało o losy tej legendy. Rok 2026 przynosi odpowiedź: Mazda 6e. To nie tylko zmiana napędu, to całkowita redefinicja limuzyny, która rzuca wyzwanie dotychczasowym liderom rynku.

## Design, który przyciąga spojrzenia

Mazda od dawna słynie z filozofii projektowania „Kodo” (Dusza Ruchu), a model 6e jest jej najnowocześniejszą interpretacją. Mimo że auto urosło (mierzy teraz 4,92 metra długości), zachowało smukłą, dynamiczną sylwetkę, która odróżnia je od kanciastych rywali.

Nowością, która natychmiast rzuca się w oczy, są bezramkowe drzwi oraz chowane klamki, które nie tylko poprawiają aerodynamikę, ale nadają autu sznyt segmentu premium. Z tyłu znajdziemy aktywne skrzydło, wysuwające się automatycznie po przekroczeniu 90 km/h, co stabilizuje auto przy autostradowych prędkościach. Mazda 6e to klasyczny liftback – długa linia dachu płynnie przechodzi w klapę bagażnika, co łączy sportowy wygląd z praktycznością.

## Technologia w służbie kierowcy

Wnętrze Mazdy 6e to rewolucja względem spalinowego poprzednika. Japończycy postawili na minimalizm i cyfryzację, ale bez rezygnacji z wysokiej jakości materiałów. Centralnym punktem kokpitu jest ogromny ekran dotykowy o wysokiej rozdzielczości, który zastąpił większość fizycznych przycisków.

Co istotne dla fanów marki, Mazda nie zapomniała o hasle Jinba Ittai – jedności kierowcy z samochodem. Mimo napędu elektrycznego, układ kierowniczy jest precyzyjny, a rozkład masy niemal idealny (50:50). Napęd na tylną oś (RWD) zapewnia charakterystykę prowadzenia, której próżno szukać w przednionapędowych rywalach.

## Osiągi i zasięg bez kompromisów

Mazda 6e w roczniku 2026 oferuje dwa warianty baterii, które odpowiadają na realne potrzeby użytkowników:

1. Wariant 68,8 kWh: Skupiony na wydajności, oferuje zasięg do 479 km (WLTP). Dzięki nowoczesnej architekturze, ładowanie DC o mocy 165 kW pozwala odzyskać ponad 200 km zasięgu w zaledwie kwadrans.
2. Wariant 80 kWh: To propozycja dla osób często podróżujących na długich trasach, z zasięgiem przekraczającym 550 km (WLTP).

Moc rzędu 245–258 KM pozwala na sprint do „setki” w czasie poniżej 7 sekund, co w połączeniu z błyskawiczną reakcją silnika elektrycznego na gaz sprawia, że wyprzedzanie staje się formalnością.

## Czy to pogromca Tesli?

Mazda 6e wchodzi na rynek z mocną kartą przetargową: ceną. Startując z poziomu ok. 198 tys. zł, staje się realną alternatywą dla Tesli Model 3 czy Volkswagena ID.7. Wygrywa z nimi przede wszystkim jakością wykończenia wnętrza oraz tradycyjnym podejściem do luksusu, którego wielu klientów wciąż szuka w tej klasie.

## Werdykt na rok 2026

Mazda 6e udowadnia, że przejście na napęd elektryczny nie musi oznaczać utraty duszy. To samochód, który wygląda jak rzeźba, prowadzi się jak sportowe auto, a przy tym oferuje technologie jutra. Dla tych, którzy kochali spalinową „szóstkę”, przejście na „e” będzie naturalnym i bardzo satysfakcjonującym krokiem.

Kasper Teszner  
Biuro PTPiREE

# Elektromonterzy – niewidzialni strażnicy bezpieczeństwa energetycznego



Kiedy my możemy cieszyć się domowym ciepłem, wygodą elektrycznych urządzeń i poczuciem bezpieczeństwa, to właśnie oni stoją na straży tego komfortu. Elektromonterzy – często niedostrzegani na co dzień – są jednymi z najważniejszych bohaterów infrastruktury krytycznej. Nawet jeśli o ich pracy nie myślimy w pierwszej chwili, to każdy rozświetlony wieczór jest dowodem, że są tam, gdzie być powinni. Niezależnie od pogody czy pory dnia, zespoły elektromonterów pozostają mobilne, przygotowane do działania na różnych rodzajach infrastruktury i w zróżnicowanym terenie.

Praca elektromonterów wymaga dużej precyzji, odpowiedzialności oraz znajomości zasad bezpieczeństwa, ponieważ wiąże się z pracą pod napięciem. Ważna jest

również umiejętność współpracy w zespole. Pokaz tych umiejętności mieliśmy okazję podziwiać podczas targów Power Connect w Gdańsku. Brygady elektromonterów ze spółek zrzeszonych w PTPIREE wzięły udział w zawodach, podczas których rywalizowali w konkurencjach odzwierciedlających ich codzienną pracę. Energa-Operator była współorganizatorem tego wydarzenia. Power Games – Mistrzostwa Polski Energetyków – łączyły elementy konkursu i widowiska, pokazując profesjonalizm tej branży oraz promując nowoczesne technologie. Była to nie tylko rywalizacja, ale też okazja do nauki, wymiany doświadczeń i pokazania, jak ważna i wymagająca jest praca w energetyce.

PTPIREE wspierało to wydarzenie, które pokazuje, że praca w tej branży wymaga



nie tylko wiedzy technicznej, ale także ogromnej odpowiedzialności za bezpieczeństwo innych.

Drużyny energetyków walczyły o Puchar Prezesa PTPIREE oraz wyjazd na mecz Ligi Mistrzów UEFA w następujących dyscyplinach:

- przeciąganie kabla, czyli konkurencja siłowo-techniczna symulująca budowę linii, w której zespoły musiały rozciągnąć odcinek kabla energetycznego na wyznaczonej trasie,
- wiązanie przewodów, gdzie uczestnicy wykonywali fachowe i trwałe zamocowanie przewodów na izolatorach wsporczych, stosując odpowiednie sploty i wiązania zgodne ze sztuką monterską dla linii napowietrznych,
- konkurencja wysokościowa, podczas której elektromonterzy pokonywali pionową drogę na stanowisko pracy z pełną asekuracją i procedurami BHP,
- korowanie kabla, czyli usunięcie powłok z kabla elektroenergetycznego bez uszkodzenia żył roboczych przy użyciu specjalistycznych narzędzi,
- podłączenie licznika polegające na poprawnym montażu i okablowaniu układu pomiarowego w warunkach zasilania autonomicznego,
- działania ratunkowe, czyli akcja reanimacyjna na fantomie.

Wszystkie konkurencje odbyły się w hali na specjalnie przygotowanej arenie,



a konkurencja wspinania na konstrukcji szkoleniowej – przystosowanej do realizacji szkoleń w plenerze i posiadającej wymagane zabezpieczenia. Nad przebiegiem zawodów czuwało jury, które skrupulatnie oceniało każdą konkurencję.

Rywalizację wygrała drużyna Energa-Operator, której serdecznie gratulujemy. Kierujemy też słowa uznania dla wszystkich drużyn: Stoen Operator, PGE Dystrybucja, PGE Energetyka Kolejowa Operator oraz TAURON Dystrybucji. Niezależnie od końcowych wyników, wszyscy wykazali się wysokim poziomem umiejętności, zaangażowania i współpracy. Do zobaczenia podczas kolejnej edycji!

Zdjęcia: Energa-Operator/PTPIREE  
Opracowanie: Biuro PTPIREE



## Innowacje

# Na krawędzi mroku



Kiedy nad stadionem goszczącym finał Super Bowl 2026 rozbłyły miliony świateł, a oczy całego świata zwróciły się ku oszałamiającemu widowisku w przerwie meczu, nikt nie przypuszczał, że czysta rozrywka ustąpi miejsca gwałtownej, ognistej manifestacji. Bad Bunny, globalny fenomen i niekoronowany król Portoryko, nie zamierzał ograniczyć się w nim do roli porywającego tłumy showmana. Ledwie tydzień wcześniej artysta odebrał statuetkę Grammy Awards 2026 za album „DeBI TiRAR MaS FOToS”, cementując swoją pozycję na muzycznym Olimpie. Jednak 8 lutego na murawie Levi's Stadium w Santa Clara w Kalifornii oczach setek milionów widzów, pośród tancerzy przebranych za monterów sieciowych i rytmicznych akrobacji na słupach energetycznych, Benito Antonio Martínez Ocasio wykrzyczał bolesną prawdę o swojej ojczyźnie – wyspie od lat pogrążonej w cyklach cywilizacyjnej ciemności. Wraz z nim w show wzięli udział inni słynni Latynosi: Lady Gaga, Ricky Martin, Pedro Pascal, Cardi B, Karol G i Jessica Alba.

To nie był zwykły taniec; była to precyzyjnie zaplanowana choreografia artystycznej rozpacz i oporu wobec sposobu, w jaki Stany Zjednoczone traktują latynoską tożsamość oraz infrastrukturę swoich terytoriów zależnych. Artysta, wspinając się na szczyt stalowego masztu, stał się żywym wyrzutem sumienia dla tych, którzy w blasku neonów zapomnieli o dramacie Portoryko i jego stolicy San Juan. Od czasu niszczycielskiego uderzenia huraganu Maria w 2017 roku, a później Fiony w 2022, stabilność dostaw energii na wyspie stała się jedynie mglistym wspomnieniem. W kraju, gdzie problemy z prądem są chlebem powszednim, codzienność trzech milionów obywateli przypomina dramatyczną ruletkę z domową siecią elektroenergetyczną, w której stawką jest bezpieczeństwo i zdrowie najbliższych.

Od 2021 roku za obsługę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych odpowiada prywatne konsorcjum LUMA Energy, związane 15-letnim kontraktem rządowym. Choć początek ich działalności zapowiadał przełom – wymieniono blisko 18 tysięcy słupów, wykarczowano tysiące

kilometrów roślinności zagrażającej liniom i zapowiedziano gigantyczne inwestycje, w tym montaż 1 GW mocy w źródłach odnawialnych oraz nowoczesne magazyny energii – obietnice te zderzyły się z brutalną rzeczywistością. Ambitne plany modernizacji, obejmujące dodatkowo instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy 50 MW dla klientów indywidualnych oraz programy szkoleniowe dla kadr, utknęły w martwym punkcie.

Niestety, na skutek drastycznych cięć budżetowych po stronie USA, proces inwestycyjny i modernizacyjny uległ niemal całkowitemu zatrzymaniu. Waszyngton domaga się rygorystycznej weryfikacji kosztów, podczas gdy LUMA Energy alarmuje, że bez obiecanych funduszy poprawa odporności sieci na kolejne kataklizmy zajmie co najmniej dekadę. Tragiczne potwierdzenie tych słów nadeszło 16 kwietnia 2025 roku, gdy potężna awaria sieci przesyłowych wywołała ogólnokrajowy blackout. Milion czterysta tysięcy odbiorców straciło prąd, a blisko pół miliona osób zostało odciętych od dostaw wody. Roślinność wrastająca w zaniedbane urządzenia spowodowała kaskadowe wyłączenia elektrowni, paraliżując szpitale, lotniska i handel. Ulice miast utonęły w korkach i chaosie, a na LUMA Energy ponownie spadła fala zasłużonej krytyki.

Historia portorykańskiej energetyki to kronika niewykorzystanych szans i politycznego cynizmu. Choć Kongres USA formalnie wyasygnował miliard dolarów na odbudowę wyspy po zniszczeniach z 2017 roku, biurokratyczne zasięki i decyzje obecnej administracji doprowadziły do anulowania ponad 800 milionów z tej kwoty. Najboleśniejszy cios zadano najsłabszym: zamknięto kluczowe programy wspierające instalację systemów solarnych w szpitalach i domach dla ubogich. Dla osób zależnych od respiratorów czy lodówek przechowujących insulinę, dostęp do prądu jest cienką linią oddzielającą życie od śmierci. Władze tłumaczą te braki niską wydajnością źródeł odnawialnych, które w 2020 roku pokrywały zaledwie 2,5% zapotrzebowania, milczą jednak w kwestii tego, dlaczego administracyjne opory w Waszyngtonie tak skutecznie blokują drogę do normalności.

W tym samym czasie zamożniejsi mieszkańcy radzą sobie na własną rękę, budując prywatne wyspy energetyczne z paneli i magazynów, które w razie huraganu można bezpiecznie zdemontować. Najbardziej niebezpiecznym pozostaje jedynie czekanie, które zbyt często trwa za długo. Sytuację pogarsza gigantyczny, sięgający dziewięciu miliardów dolarów dług pozostawiony przez Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) w 2021 roku. Negocjacje z finansowymi gigantami amerykańskimi pokroju BlackRock przypominają taniec na krawędzi przepaści, zwłaszcza po radykalnych rozsadach personalnych w radzie nadzorczej LUMY narzuconych przez Waszyngton. Portoryko stało się de facto poligonem doświadczalnym dla problemów, które zaczynają nękać także kontynentalną Amerykę – gdzie priorytetem staje się zasilanie energochłonnych centrów danych, kosztem zwykłych obywateli.

Bad Bunny, jawnie wspierający ruchy niepodległościowe, od lat czyni ze swojej sławy oręż. To obecnie najczęściej streamowany artysta na Spotify, z ponad 110 miliardami odtworzeń i licznymi hitami. Jego dokumentalny projekt „El Apagón” (Ziemia mroku) oraz bezpardonowe kampanie wymierzone w skostniały układ polityczny są głosem pokolenia, które odmówiło trwania w ciemności. Choć nowa gubernator, Jenniffer González, zapowiedziała przesunięcie środków na naprawę sieci, konkretów wciąż brakuje, a fundusze mające budować nowoczesność zdają się rozpylić w próżni gabinetów. Występ na Super Bowl stał się brutalnym przypomnieniem, że pod kosztownym blichtrzem popkultury pulsują realne ludzkie tragedie. Tancerze zwisający z kabli nie byli tylko tłem – byli symbolem narodu, który każdego dnia próbuje połączyć swoją rozbitą ojczyznę z resztą cywilizowanego świata. Głos Benito przypomniawszy wszystkim, że prawdziwa wolność zaczyna się tam, gdzie znika strach przed kolejną nocą w mroku, a odwaga, by sprzeciwić się korporacjom, jest pierwszym krokiem ku światłu.

Krzysztof Hajdrowski

**8-9 kwietnia 2026 r.,  
Łódź**

**IV Konferencja  
„Elektroenergetyczna  
automatyka  
zabezpieczeniowa”**

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

**16-17 kwietnia 2026 r.,  
Łódź**

**Szkolenie  
„Cyfrowa książka  
obiektu budowlanego”**

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

**22-23 kwietnia 2026 r.,  
Warszawa**

**Konferencja  
„Szacowanie i prognozowanie  
w sieciach  
elektroenergetycznych”**

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

**6-7 maja 2026 r.,  
Warszawa**

**XII Konferencja  
„Przylączenie i współpraca  
OZE z systemem  
elektroenergetycznym”**

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

**19-20 maja 2026 r.,  
Nałęczów**

**II edycja Kongresu  
„Nowy Rynek Energii”**

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

**21-22 maja 2026 r.,  
Dźwirzyno**

**XI Konferencja „Pomiary  
i Diagnostyka w Sieciach  
Elektroenergetycznych”**

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

**27-29 maja 2026 r.,  
Dźwirzyno**

**XXVII Konferencja  
„Spotkanie techniczne  
przedstawicieli transportu”**

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

**16-17 czerwca 2026 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

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](mailto:ptpiree@ptpiree.pl) / <https://ptpiree.pl>