

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

11-12/2025

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży



Z okazji Świąt Bożego Narodzenia pragnę złożyć Redakcji oraz Czytelnikom Magazynu „Energia Elektryczna” serdeczne życzenia spokoju, zdrowia i wytchnienia, a także refleksji nad wyzwaniami i odpowiedzialnością, jakie stoją dziś przed sektorem energetycznym.

Miniony rok potwierdził, że bezpieczeństwo energetyczne, stabilne dostawy oraz przewidywalne ceny energii są fundamentem silnej gospodarki i bezpieczeństwa państwa. Transformacja energetyczna, oparta na sprawnym państwie, nowoczesnych technologiach i rzetelnej informacji, pozostaje kluczowym procesem rozwojowym.

Dziękuję Redakcji za profesjonalne i merytoryczne podejście do tematów energetycznych oraz wkład w budowanie dialogu opartego na faktach i wiedzy. To szczególnie istotne w czasie dynamicznych zmian zachodzących w polskiej i europejskiej energetyce.

Życzę, aby nadchodzący rok przyniósł Państwu satysfakcję zawodową, stabilność oraz dalszy rozwój – zarówno w wymiarze redakcyjnym, jak i całego sektora elektroenergetycznego.



Z wyrazami szacunku

Miłosz Motyka

Minister Energii



Kończący się rok 2025 był dla mnie szczególny – 11 sierpnia, jako pierwsza kobieta w historii, otrzymałam nominację na stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Początek kadencji upłynął pod znakiem dialogu i współpracy. W wielu tych działaniach ściśle współpracowaliśmy z PTPiREE. Dziękuję za wspólną pracę i Państwa zaangażowanie w mijającym roku.

Był to czas niezwykle intensywny, wypełniony ważnymi inicjatywami:

- Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE – szeroka platforma współpracy interesariuszy rynku energii – w tym PTPiREE – której celem jest przyspieszenie rozwoju polskiej energetyki i znalezienie synergii działań pomiędzy jej różnymi obszarami.
- Sektorowe Porozumienie dla rozwoju infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych – podpisane przez PTPiREE, Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności oraz Generalną Dyрекcję Dróg Krajowych i Autostrad, pod patronatem Prezesa URE. Wspólnie dążymy do tego, aby infrastruktura dla samochodów elektrycznych i hybryd typu plug-in rozwijała się szybciej, służąc użytkownikom i wspierając system.
- Zmiany w zakresie przyłączania do sieci – dobre praktyki i propozycje zmian przepisów opracowane przez zespoły robocze zainicjowane przez Regulatora i pracujące pod auspicjami PTPiREE.

Przed nami kolejne wyzwania. W tym wyjątkowym, świątecznym czasie życzę Państwu przede wszystkim wytchnienia, spokoju oraz wielu radosnych chwil spędzonych z najbliższymi. Niech Nowy Rok 2026 obdarzy nas wszystkich energią i motywacją, które pomogą sprostać wyzwaniom przyszłości.

Z wyrazami szacunku

Renata Mroczek

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki



Drodzy Państwo,

Końcówka roku to zawsze dobry moment, by na chwilę się zatrzymać i spojrzeć wstecz. Dla mnie to przede wszystkim także czas podziękowań za to, co wspólnie zrobiliśmy. Miniony rok był wymagający i intensywny dla całego sektora elektroenergetycznego, ale jednocześnie bardzo konkretny w swoich efektach.

W mijającym roku wdrożyliśmy nowe taryfy i usługi co było istotnym krokiem w kierunku nowoczesnej i elastycznej dystrybucji. Pozyskaliśmy także dodatkowe źródła finansowania kluczowych inwestycji, dzięki którym możemy konsekwentnie rozwijać i modernizować infrastrukturę. Równolegle kontynuowaliśmy dialog z interesariuszami rynku, szukając rozwiązań opartych na współpracy i wzajemnym zrozumieniu. Szczególnie cieszy mnie to, że mimo licznych wyzwań potrafiliśmy działać w duchu otwartości i podejmować wspólne inicjatywy.

Dla naszego stowarzyszenia był to również wyjątkowy czas – rok Jubileuszu 35-lecia działalności. Możliwość świętowania tego momentu razem z Państwem była dla mnie osobiście bardzo ważna i umocniła przekonanie, że tworzymy prawdziwą wspólnotę.

Chciałbym serdecznie podziękować każdej osobie zaangażowanej w nasze działania – za współpracę, zaufanie i gotowość do dzielenia się doświadczeniem. To dzięki Państwu mijający rok był tak wartościowy.

Chciałbym serdecznie podziękować każdej osobie zaangażowanej w nasze działania – za współpracę, zaufanie i gotowość do dzielenia się doświadczeniem. To dzięki Państwu mijający rok był tak wartościowy.

Z okazji Świąt Bożego Narodzenia życzę przede wszystkim zdrowia, spokoju i chwili wytchnienia od codziennych obowiązków. Niech ten czas pozwoli na prawdziwy odpoczynek i nabranie sił. W nadchodzącym roku życzę Państwu stabilności, nieprzerwanych dostaw dobrej energii do działania oraz satysfakcji.

Maciej Mróz
Prezes PTPIREE



Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna”

– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

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

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

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

Opracowanie graficzne, skład i łamanie: Media i Rynek, ul. K. Pułaskiego 41, 62-800 Kalisz
Redakcja nie odpowiada za treść reklam i ogłoszeń.

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

Data zamknięcia numeru: 23 grudnia 2025 roku

Spis treści

TEMAT MIESIĄCA

- 4 Taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych

- 6 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

RYNEK I REGULACJE

- 10 RAPORT
Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

- 13 PARAGRAF W SIECI

ŁĄCZNOŚĆ

- 16 UMTS – szerokopasmowy przełom

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

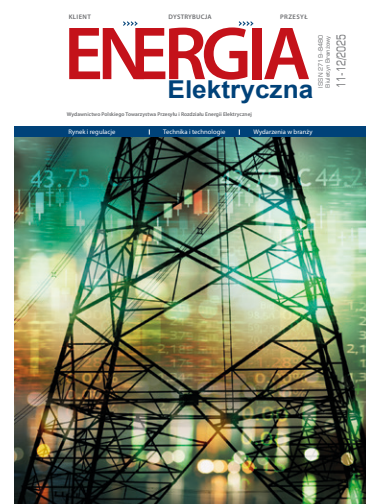
- 18 Nieśmiertelne dane

ELEKTROMOBILNOŚĆ

- 22 Škoda Epiq
Elektryczny Crossover

WYDARZENIA

- 23 Konferencja „Linie i stacje elektroenergetyczne”
- 25 XXIV Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SIWE’25
- 27 Usługi elastyczności – nowa rola OSD na rynku energii
- 29 FELIETON



Zdjęcie: Adobe Stock, bidala

Taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych

17 grudnia Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy na 2026 rok na dystrybucję energii elektrycznej dla pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz na sprzedaż energii elektrycznej dla czterech tzw. sprzedawców z urzędu.

Jak poinformowano w komunikacie URE, w zakresie taryfy dystrybucyjnej nastąpił wzrost średnio o 9,36 proc. (o ok. 28 zł/MWh) – przy stawkach dystrybucyjnych zależnych od OSD w większości przedsiębiorstw pozostających na dotychczasowym poziomie lub ze wzrostem poniżej inflacji (średnio o ok. 1,76 proc.)

– w porównaniu z taryfą na 2025 r., co jest związane z koniecznością ponoszenia nakładów inwestycyjnych na rozbudowę oraz modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych przez spółki zarządzające infrastrukturą sieciową. Dodatkowo, na poziom taryf dystrybucyjnych ma wpływ taryfa przesyłowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych oraz inflacja.

Struktura opłat za energię elektryczną

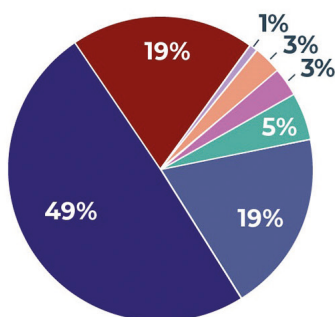
Zarówno taryfy na sprzedaż – w większym stopniu, jak i na dystrybucję energii elektrycznej – w mniejszym zakresie mają

wpływ na poziom rachunku, jaki otrzymują odbiorcy końcowi.

Rachunek za energię elektryczną składa się z kilku głównych części. Na poniższym rysunku przedstawiono uśrednioną strukturę rachunku odbiorcy pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w Polsce. Najważniejszą z nich są koszty zakupu energii elektrycznej. Na przykładzie roku 2025, odpowiadają one – łącznie z kosztami certyfikatów i akcyzy – około 49 proc. całkowitej kwoty rachunku.

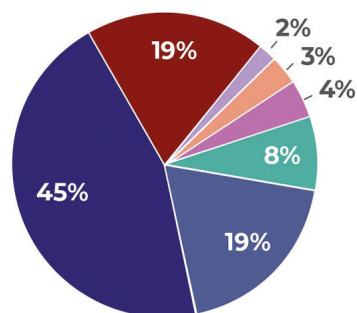
Drugim kluczowym elementem są opłaty dystrybucyjne, które pokrywają

Struktura kosztów (brutto) w rachunku za energię elektryczną w 2025 roku za 1 MWh energii elektrycznej
(łącznie opłaty za energię elektryczną i świadczone usługi dystrybucji)



■ koszty własne OSD
■ podatki od infrastruktury sieciowej
■ opłaty na rzecz PSE

Prognozowana struktura kosztów (brutto) w rachunku za energię elektryczną w 2026 roku za 1 MWh energii elektrycznej
(łącznie opłaty za energię elektryczną i świadczone usługi dystrybucji)



■ opłata jakościowa
■ systemy wsparcia (opłata mocowa, przejściowa, OZE, kogeneracyjna)

Wykresy struktury kosztów

koszty dostarczenia energii siecią dystrybucyjną do odbiorcy końcowego. Obejmują one:

- koszty własne OSD – koszty operacyjne (m.in. utrzymanie i rozbudowa sieci), przyłączenie odbiorców i wytwórców, amortyzacja majątku sieciowego, zwrot z kapitału (19 proc),
- opłaty przenoszone – pobierane na rzecz innych podmiotów, m.in. operatora systemu przesyłowego (PSE) oraz funduszy wsparcia energetyki (OZE, opłaty: mocowa, przejściowa, kogeneracyjna). Składnik ten wynosi około 11 proc. (wartość uśredniona, różni się w zależności od grupy taryfowej). Opłaty przenoszone są niezależne od OSD – ich wysokość ustalana jest oddzielnie przez regulatora lub przepisy prawa. W rachunku za energię stanowią one około 19 proc., natomiast w odniesieniu do przychodu regulowanego OSD jest to około 40 proc. (37 proc. dla roku 2025), podczas gdy regulowany zwrot z kapitału to jedynie ok. 20 proc. Oznacza to, że składniki taryfy, które OSD przekazuje dalej, są dwukrotnie większe niż część stanowiąca wynagrodzenie za zaangażowany kapitał. W praktyce rachunek za dystrybucję pełni więc nie tylko funkcję opłaty za usługę, ale także narzędzia finansowania niezawodności dostaw i transformacji energetycznej.

W latach 2024-2025 stawki dystrybucyjne zależne od OSD rosły średnio o 2-3 proc. rocznie, a więc poniżej inflacji, podczas gdy opłaty przenoszone zwiększały się w szybszym tempie. To właśnie te opłaty, będące poza wpływem OSD, w największym stopniu podnosiły rachunki odbiorców.

Koszty własne OSD stanowią w 2025 roku ok. 19 proc. rachunku – i pozostaną na zbliżonym poziomie również w roku 2026. Oznacza to stabilny i niski udział działalności OSD w całkowitych kosztach ponoszonych przez odbiorców. Główne wzrosty rachunku wynikają z opłat przenoszonych, których wysokość ustalana jest oddzielnie, a nie przez operatorów.

Zwrot z kapitału a inwestycje w sieć elektroenergetyczną

Choć zwrot z kapitału stanowi niewielką część przychodów regulowanych OSD, jest kluczowy dla finansowania inwestycji sieciowych. Operatorzy reinwestują uzyskane środki w rozbudowę i modernizację infrastruktury, aby sprostać wyzwaniom



Zdjęcie: Adobe Stock, Artur

Obecnie ponad 93 proc. odnawialnych źródeł energii w Polsce przyłączonych jest do sieci dystrybucyjnych

transformacji energetycznej. Obecnie ponad 93 proc. odnawialnych źródeł energii w Polsce przyłączonych jest do sieci dystrybucyjnych – ich rozwój jest więc warunkiem dalszej ekspansji OZE, magazynów energii, infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych oraz nowych odbiorców.

Inwestycje te zwiększają bezpieczeństwo i niezawodność dostaw – modernizacja, cyfryzacja i automatyzacja sieci ograniczają ryzyko awarii i skracają czas przywracania zasilania. Warto podkreślić, że ok. 30 proc. nakładów inwestycyjnych OSD wynika z obowiązków prawnych (np. przyłączanie podmiotów, spełnianie standardów jakościowych), a kolejne 30 proc. to odtworzenie zużytej infrastruktury. Skala potrzeb pokazuje, że stabilny zwrot z kapitału jest niezbędny, aby operatorzy mogli pozyskiwać środki na rozwój sieci zgodnie z oczekiwaniami gospodarki i odbiorców.

Stabilność regulacyjna i kontekst europejski

Regulator rynku energii dostrzegł konieczność zapewnienia przewidywalnych warunków dla inwestycji. W 2022 r. Prezes URE, w ramach Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET), zagwarantował operatorom stały poziom WACC na bazowym poziomie 8,478 proc. do 2028 r. Wartość ta została oszacowana tak, aby umożliwić realizację najważniejszych inwestycji wynikających z prawa i umów przyłączeniowych, m.in.: obowiązkową instalację liczników zdalnego odczytu i liczników bilansujących, rozwój sieci i budowę przyłączy niezbędnych dla przyłączania OZE, magazynów i punktów ładowania pojazdów elektrycznych

oraz dostaw „zielonej” energii dla ciepłownictwa, cyfryzacji i automatyzacji sieci, a także poprawy niezawodności dostaw poprzez zwiększenie udziału linii kablowych.

Unia Europejska również podkreśla rolę OSD w transformacji energetycznej. Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” oraz zmiany w modelu rynku energii elektrycznej stawiają operatorów dystrybucyjnych w centrum działań na rzecz dekarbonizacji. Najnowsze inicjatywy, m.in. Clean Industrial Deal, Action Plan for Affordable Energy czy Grid Action Plan, wskazują na konieczność dostosowania krajowych regulacji tak, aby umożliwiały operatorom pokrycie uzasadnionych kosztów, motywowały do inwestycji oraz do poprawy niezawodności i cyfryzacji sieci.

Konkluzje

Przychody OSD z opłat dystrybucyjnych są w większości reinwestowane w rozwój sieci. Znaczna ich część to opłaty przenoszone, które nie zasilają budżetów operatorów, lecz finansują operatora systemu przesyłowego i mechanizmy wsparcia. W latach 2024-2025 stawki zależne od OSD rosły o ok. 2-3 proc. rocznie, czyli znacznie wolniej niż inflacja, podczas gdy opłaty przenoszone rosły znacznie szybciej.

Operatorzy od wielu lat ograniczają swoje koszty operacyjne, jednocześnie utrzymując i rozwijając infrastrukturę sieciową w interesie odbiorców. Co warto jednak podkreślić, taryfy OSD na stabilnym i przewidywalnym poziomie są niezbędne do realizacji podstawowych inwestycji, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa i rozwoju OZE.

Opracowanie: PTPiREE

» PGE Dystrybucja

Dystrybucyjny dialog z samorządami

Przedstawiciele władz samorządowych z obszaru działania PGE Dystrybucja cyklicznie spotkają się na Forach Energetycznych dla Samorządów, zorganizowanych z inicjatywy PGE Dystrybucja. Wydarzenia te stanowią kontynuację wieloletniej tradycji dialogu pomiędzy spółką a lokalnymi samorządami. Stwarzają przestrzeń do wymiany wiedzy i doświadczeń oraz sprzyjają budowaniu porozumienia między operatorem sieci dystrybucyjnej a władzami lokalnymi.

Reprezentanci sektora energetycznego i samorządowcy zgodnie podkreślają, że fundamentami efektywnego współdziałania na rzecz społeczności lokalnych są zrozumienie potrzeb partnera oraz dobra znajomość obowiązujących procedur i zasad działania. W trakcie spotkań samorządów i przedstawicieli PGE Dystrybucja prezentowany jest m.in. zakres inwestycji realizowanych w poszczególnych powiatach i gminach. Uczestnicy dyskusji zgodnie wskazują, że współpraca przy planowaniu i rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej – ukierunkowana na zwiększenie niezawodności dostaw energii – przynosi korzyści zarówno inwestorom, jak i samorządom oraz lokalnym społecznościom. Nawiązane podczas niej relacje będą rozwijane w dalszym współdziałaniu na szczeblu rejonów energetycznych.

W tegorocznych Forach Energetycznych uczestniczyło ponad 800 przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego – w tym wojewodowie, marszałkowie, starostowie, prezydenci miast, burmistrzowie i wójtowie. To świadczy o ogromnym zainteresowaniu tymi spotkaniami oraz tematami związanymi z rozwojem infrastruktury elektroenergetycznej i współpracą z operatorem sieci, które są kluczowe dla przyszłości regionów. Wysoką rangę spotkań podkreśla też fakt, że niektóre z nich zostały objęte patronatem wojewodów i marszałków województw, na terenie których działa PGE Dystrybucja. ■

» Energa-Operator

Od demonstracji do transformacji

Energa-Operator zakończyła projekt SERENE, realizowany przez cztery i pół roku we współpracy z trzynastoma partnerami z Polski, Danii i Holandii. Celem przedsięwzięcia było stworzenie lokalnych, neutralnych klimatycznie systemów energetycznych, określanych jako „wyspy energetyczne”. Projekt finansowany był z programu badawczo-rozwojowego Horyzont 2020 i koordynowany przez Uniwersytet w Aalborgu.

SERENE odpowiada na wyzwania klimatyczne i geopolityczne, promując niezależność energetyczną oraz integrację odnawialnych źródeł energii z inteligentnym zarządzaniem. Lokalne systemy bilansujące produkcję i zużycie energii są kluczowym elementem procesu dekarbonizacji.

W Polsce demonstrator projektu został zrealizowany w gminie Przywidz na Pomorzu. Obejmował osiedle domów jednorodzinnych z instalacjami fotowoltaicznymi, kompleks szkolno-sportowy ARENA Przywidz oraz gminną oczyszczalnię ścieków. W ramach projektu wdrożono rozwiązania takie jak instalacje fotowoltaiczne, pompy ciepła, kotły elektryczne, magazyny energii w postaci baterii i magazynów ciepła, stacje ładowania pojazdów elektrycznych z funkcją vehicle-to-grid oraz systemy HVAC. Wszystkie te elementy zostały połączone w inteligentny system sterowany algorytmami, które uwzględniały prognozy produkcji energii, profile zużycia, ceny oraz stan lokalnej sieci.

Kluczowym aspektem projektu było zaangażowanie mieszkańców. Społeczność lokalna korzystała z aplikacji mobilnych umożliwiających

monitorowanie zużycia energii i jej pochodzenia, a także testowała elastyczne zarządzanie zapotrzebowaniem, na przykład poprzez przesuwanie ładowania pojazdów elektrycznych na godziny maksymalnej produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Energa-Operator zmodernizowała stację transformatorową, wdrożyła inteligentne liczniki zdalnego odczytu i dostarczała dane pomiarowe niezbędne do analiz. Ponadto prowadziła działania edukacyjne, wyjaśniając mieszkańcom korzyści wynikające z tworzenia wspólnot energetycznych i przygotowując ich do zmian w lokalnym systemie.

Projekt SERENE przyniósł wymierne efekty w trzech krajach. W Danii zademonstrowano skuteczność magazynowania ciepła na poziomie społeczności, niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych oraz systemów zarządzania energią. W Holandii wprowadzono wspólny magazyn energii, system EMS oraz aplikację mobilną, które poprawiły lokalny profil napięcia i umożliwiły mieszkańcom aktywne zarządzanie energią. W Polsce magazynowanie energii i systemy EMS zwiększyły autokonsumpcję, poprawiły elastyczność zużycia i umożliwiły skuteczne zarządzanie złożonym systemem energetycznym w obiekcie sportowym, pokazując potencjał lokalnych społeczności energetycznych mimo istniejących ograniczeń regulacyjnych.

Projekt SERENE udowodnił, że lokalne społeczności mogą realnie wpływać na bezpieczeństwo energetyczne, obniżyć koszty i chronić środowisko, stając się ważnym elementem transformacji energetycznej. ■

» Enea Operator

System zarządzania zasobami

Enea Operator podpisała umowę z Apator Rector na wdrożenie systemu paszportyzacji i zarządzania kluczowymi zasobami telekomunikacyjnymi spółki, ze szczególnym uwzględnieniem sieci światłowodowych, teletransmisyjnych, radio-telekomunikacyjnych oraz wydzielonych sieci teletechnicznych.

Wdrożenie systemu paszportyzacji sieci telekomunikacyjnej oraz inwentaryzacja zasobów mają na celu zwiększenie przejrzystości, efektywności i bezpieczeństwa

zarządzania infrastrukturą telekomunikacyjną Enei Operator. Umowa z Apator Rector zakłada zaprojektowanie i wdrożenie systemu, przeprowadzenie inwentaryzacji (paszportyzacji) uzgodnionych obiektów oraz wprowadzenie danych do systemu. Obejmuje również odwzorowanie wyników paszportyzacji poprzez wprowadzenie danych opisowych i graficznych oraz warstwy usług telekomunikacyjnych, zorganizowanie szkoleń dla pracowników i przeprowadzenie testów systemu. ■

>> Energa-Operator

Wspólnie dla przedsiębiorców



Zdjęcie: Energa-Operator

Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców oraz Energa-Operator działają razem, aby wspierać tych, którzy prowadzą swoje firmy. Agnieszka Majewska, Rzecznik MŚP, gościła w Energa-Operator, aby omówić kluczowe dla przedsiębiorców kwestie związane z energią elektryczną.

Dzięki współpracy przygotowano już cykl webinarów, który obejmuje najważniejsze zagadnienia związane z efektywnym korzystaniem z energii – od procesu przyłączeniowego, przez dobór taryfy, po analizę faktur dystrybucyjnych.

Pierwsze dwa odcinki dostępne są już na kanale youtube Rzecznika MŚP.

- Umowa kompleksowa vs. dystrybucyjna – różnice, obowiązki i ryzyka | OSD a sprzedawca energii
- Umowy z dostawcami energii – jak działa proces przyłączeniowy i współpraca z operatorem?

W spotkaniu uczestniczyli również przedstawiciele pracodawców z Pomorza oraz organizacji wspierających rozwój przedsiębiorczości. Rozmowy dotyczyły skutecznych form wsparcia biznesu, w tym firm działających w ramach społeczności energetycznych. ■

>> TAURON Dystrybucja

Flota bezzałogowców

TAURON Dystrybucja dysponuje 82 dronami oraz 148 przeszkolonymi pilotami, którzy wykorzystują je w swojej codziennej pracy. Spółka planuje dalszy rozwój floty o drony transportowe o masie powyżej 4 kg, które ułatwią przeciąganie przewodów nad rzekami i wąwozami oraz dostarczanie sprzętu i materiałów w trudnych warunkach terenowych. Drony pomagają energetykom szybko i precyzyjnie sprawdzać stan sieci – od linii wysokiego napięcia, po słupy średnich i niskich napięć w trudno dostępnych miejscach, jak góry czy lasy. Dzięki ich wykorzystaniu spółka może szybciej reagować na awarie i skracać czas przerw w dostawach prądu. Ponadto wykorzystanie dronów pomaga również redukować koszty pracy ciężkiego sprzętu i transportu, a także lepiej planować remonty i inwestycje. ■



Zdjęcie: TAURON Dystrybucja

>> Enea Operator

Ponad 120 mln zł w modernizację i rozwój sieci

Enea Operator realizuje kolejne strategiczne inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną o łącznej wartości przekraczającej 120 mln zł. Projekty obejmują modernizację i budowę linii 110 kV w północno-zachodniej Polsce, zwiększając bezpieczeństwo dostaw energii, odporność sieci oraz możliwości przyłączania nowych odbiorców, OZE oraz magazynów energii elektrycznej. Enea Operator kontynuuje intensywny plan modernizacji sieci elektroenergetycznej, którego celem jest budowa infrastruktury odpowiadającej wyzwaniom transformacji energetycznej i zmieniającego się rynku energii. W ramach działań inwestycyjnych spółka realizuje kluczowe projekty w województwach kujawsko-pomorskim i pomorskim, obejmujące przebudowę i budowę linii wysokiego napięcia 110 kV na odcinkach: Bydgoszcz-Zachód – Jachcice, Pakość – Pątnów, Pakość – Janikowo – Pątnów oraz

Przechowo – Żur. Modernizacja obejmie łącznie blisko 75 km linii elektroenergetycznych, które zostaną wyposażone w przewody przystosowane do wyższych obciążeń i temperatur pracy, a także w nowoczesne trakty światłowodowe umożliwiające zdalny nadzór nad siecią. Realizacja inwestycji poprawi stabilność i niezawodność systemu, zwiększy jego elastyczność operacyjną oraz umożliwi przyłączanie nowych odbiorców, OZE oraz magazynów energii elektrycznej w północno-zachodniej Polsce.

Realizowane inwestycje stanowią ważny etap w procesie rozwoju systemu elektroenergetycznego Enei Operator. Wzmacnianie i unowocześnianie sieci wysokiego napięcia pozwala nie tylko na stabilne zasilanie odbiorców, ale również na dalsze zwiększanie udziału zielonej energii w miksie energetycznym Polski. ■

» PGE Dystrybucja Modernizacje stacji transformatorowych

Warszawski Oddział PGE Dystrybucja rozwija swoją sieć elektroenergetyczną, by sprostać oczekiwaniom odbiorców oraz zwiększyć udział energii generowanej przez OZE. Prace modernizacyjne obiektów elektroenergetycznych najczęściej obejmują wymianę transformatorów, rozdzielnic średniego (SN) i niskiego napięcia (nn) oraz dostosowanie stacji do integracji z odnawialnymi źródłami energii. Łączny koszt zrealizowanych inwestycji w Rejonie Energetycznym Pruszków to blisko 7,5 mln zł.

Przebudowa stacji SN/nn w Brwinowie, zapewnia niższą awaryjność oraz możliwość obsługi większej liczby odbiorców. W Starych Babicach zmodernizowano stację w pobliżu Gminnego Przedsiębiorstwa Komunalnego. Zastosowanie nowoczesnych transformatorów i systemów zabezpieczeń pozwala stabilizować napięcie, redukować jego potencjalne wahania i zakłócenia pracy sieci, co chroni wrażliwe urządzenia technologiczne.

PGE Dystrybucja Oddział Warszawa zakończyła też dwie inwestycje w Pruszkowie przy ul. Bolesława Prusa i ul. Zdziarskiej. Realizacja przedsięwzięć przyczyniła się do zwiększenia niezawodności zasilania, poprawy jakości dostarczanej energii elektrycznej oraz stworzenia warunków do obsługi większej liczby odbiorców.

Proces inwestycyjny warszawskiego Oddziału Spółki był aktywnie wspierany przez lokalne samorządy, które m.in. wydawały decyzje administracyjne oraz udostępniały niezbędne tereny.

Przebudowane zostały też dwie stacje transformatorowe w Michałowicach. Obecnie trwa projektowanie modernizacji kolejnych 13 stacji w tej miejscowości. ■

» Enea Operator

Energia wiedzy w praktyce



Zdjęcie: Enea Operator

Ponad trzystu uczniów z siedmiu szkół ponadpodstawowych kształcących w zawodach elektryk, energetyk i pokrewnych zapoznało się z jedną z najnowszych inwestycji Enei Operator – Głównym Punktem Zasilającym Borek Wielkopolski. Stało się to dzięki specjalnemu filmowi edukacyjnemu o systemie elektroenergetycznym, przygotowanemu w ramach projektu dofinansowanego ze środków Funduszy Europejskich na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FENIKS).

Film wyjaśnia zasady funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem roli operatora sieci dystrybucyjnej oraz działania Głównych Punktów Zasilających. Pokazuje również, jak wygląda praca sieci „od środka” – od wytwarzania i przesyłu energii

po nowoczesne rozwiązania zwiększające niezawodność i bezpieczeństwo dostaw. Centralnym elementem produkcji jest GPZ Borek Wielkopolski, jedna z najnowszych inwestycji spółki.

Prezentacji filmu towarzyszą spotkania w szkołach w Gnieźnie, Wałczu, Poznaniu, Złotowie, Lesznie i Bydgoszczy. W ich trakcie młodzież uczestniczy w prelekcjach dotyczących wyzwań transformacji energetycznej, poznaje pracę pogotowia energetycznego oraz ogląda wozy techniczne. Spotkania umożliwiają przyszłym elektrykom i energetykom bezpośredni kontakt z pracownikami spółki, poznanie realiów pracy elektromontera, wykorzystywanych narzędzi i technologii, a także potencjalnych ścieżek kariery w Enei Operator. ■

» Energa-Operator

Interwencyjna dostawa mocy

Kolejna grupa odbiorców Energa-Operator będzie mogła bezpłatnie zwiększać pobór mocy we wskazanych przez spółkę okresach. Od 10 listopada usługa Interwencyjnej Dostawy Mocy Czynnej (IDC) będzie dostępna dla klientów o mocy umownej równej 300 kW lub większej. To odpowiedź na potrzeby przedsiębiorców, którzy będą mogli za darmo pobierać więcej mocy w okresach zwiększonej generacji OZE. Usługa IDC pozwala na bezpłatne zwiększenie poboru mocy czynnej ponad wartość mocy umownej w wyznaczonych przez operatora okresach, do poziomu tzw. mocy bezpiecznej, którą określa Energa-Operator, tak aby zapewnić stabilną pracę sieci.

Uruchomiona we wrześniu usługa IDC dotychczas przeznaczona była dla

klientów z mocą umowną minimum 500 kW. Obniżenie tego poziomu do 300 kW oznacza w praktyce podwojenie liczby tych, którzy mogą z niej korzystać. W rozszerzonej puli znajdują się m.in. średniej wielkości przedsiębiorstwa oraz zakłady produkcyjne. Teraz z usługi mogą skorzystać odbiorcy z grup taryfowych A, B lub C2; posiadający moc umowną min. 300 kW, posiadający zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji z Energa-Operator oraz dysponujący możliwością sterowania poborem mocy.

Do sieci Energa-Operator przyłączonych jest już ponad 10 GW OZE, co stanowi prawie jedną trzecią ich mocy w Polsce. ■

>> Stoen Operator

Ponad 21 mln zł dotacji na rozwój elektromobilności

Stoen Operator przygotowuje się do realizacji kolejnej inwestycji dofinansowanej ze środków Funduszu Modernizacyjnego. Przedstawiciele warszawskiego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej podpisali umowę dotacyjną na kwotę 21,63 mln zł. Przekazane dofinansowanie umożliwi spółce realizację prac w ramach działania 4.6 – Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania pojazdów elektrycznych.

Wzrost zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Warszawie jest kluczowym czynnikiem, który wpływa na intensyfikację planów inwestycyjnych Stoen Operator. Aby móc realizować przyjęte założenia, spółka pozyskuje zewnętrzne środki finansowe i w taki sposób zwiększa swój budżet.

Skalowania, modernizacja i smartyfikacja

Zakres prac, które będą realizowane przy wykorzystaniu pozyskanych środków jest bardzo szeroki. W ramach zaplanowanych

inwestycji spółka wybuduje m.in. linie kablowe średniego napięcia pomiędzy odcinkami RPZ Imielin – RPZ Służewiec, RPZ Tarchomin – RPZ Białoleka i RPZ Gocław – RPZ Międzylesie. Linie te umożliwią szybszą realizację nowych przyłączy, zapewnienie niezawodnych dostaw energii (w tym osiągnięcie jeszcze lepszych wskaźników SAIDI/SAIFI) oraz zbudowanie gotowych połączeń pod e-mobility i OZE.

Dodatkowo projekt zakłada modernizację trzech stacji RPZ do standardu SMART oraz wymianę transformatorów SN/nN 400 kVA. Nowe jednostki będą miały niższe straty, co podniesie efektywność dystrybucji energii.

W ramach założonych prac zostanie również wykonana diagnostyka sieci elektroenergetycznej przy wykorzystaniu oprogramowania IT i pomiarów sieciowych. Zaplanowano również modernizację rozdzielnic nN w stacjach SN/nN poprzez wyposażenie ich w układy pomiarowe i budowę systemu wizualizacji pomiarów na 70 stacjach RPZ. Inwestycja zakończy się w grudniu 2029 r. Łączna wartość projektu to 36,06 mln zł. ■

>> TAURON Dystrybucja

Centrum informacji o mocach przyłączeniowych

TAURON Dystrybucja uruchomiła nową stronę internetową: dostepnemoce.pl. To narzędzie, które w przejrzysty sposób pokazuje wolne moce przyłączy i plany inwestycyjne spółki.

Strona dostepnemoce.pl to pierwsze takie miejsce, gdzie inwestorzy, samorządowcy i strefy ekonomiczne znajdą kluczowe informacje o energii – niezbędne do podejmowania decyzji biznesowych. Na stronie spółka prezentuje mapy: największych inwestycji, dostępnych mocy, wydanych warunków przyłączeniowych i zawartych umów, zapotrzebowania na usługi elastyczności oraz taryfy.

TAURON Dystrybucja obsługuje największy obszar dystrybucyjny w Polsce, dostarczając energię elektryczną do blisko 6 mln odbiorców na terenie południowej części kraju. Uruchomienie serwisu dostepnemoce.pl wpisuje się w strategię spółki, której celem jest zwiększenie transparentności sieci oraz wsparcie rozwoju nowych inwestycji i transformacji energetycznej. ■

>> PGE Energetyka Kolejowa

Nowa sieć trakcyjna w tunelu Warszawy Centralnej

PGE Energetyka Kolejowa zakończyła realizację swojej części prac przy budowie nowej sieci trakcyjnej nad rozjazdami w tunelu stacji Warszawa Centralna – jednym z najbardziej wymagających elementów modernizacji linii średnicowej prowadzonej przez PKP Polskie Linie Kolejowe.

Zadanie wykonano w ścisłej współpracy z partnerami branżowymi oraz przy zachowaniu najwyższych standardów koordynacji i bezpieczeństwa. Przez osiem dni, w ramach całonocnych zamknięć torowych, kilkaset osób jednocześnie realizowało zadania w niskim, zapyłonym i słabo oświetlonym tunelu, w którym równolegle działały ekipy z wielu branż: torowej, sieciowej, teletechnicznej i sygnalizacyjnej, co wymagało wyjątkowej precyzji.

Modernizacja linii średnicowej obejmowała m.in. zabudowę trapezu rozjazdowego, budowę nowej sieci trakcyjnej oraz instalację nowych urządzeń sterowania ruchem. Od sprawnej realizacji tych elementów zależy przepustowość całego układu

torowego w centrum Warszawy, co sprawia, że jest to jedno z kluczowych przedsięwzięć infrastrukturalnych w skali kraju. Po wdrożeniu nowej infrastruktury Warszawa Centralna zyska możliwość obsługi pociągów co 4 minuty zamiast co 5, co odpowiada wzrostowi przepustowości o 8 dodatkowych pociągów na godzinę, czyli 192 w ciągu każdej doby.

W zakresie realizowanym przez spółkę PGE Energetyka Kolejowa kluczową rolę odegrały zespoły odpowiadające za montaż elementów sieci trakcyjnej, rozłączników oraz za prowadzenie prac sieciowych wymagających ścisłej synchronizacji z pozostałymi wykonawcami. Prace te zostały wykonane zgodnie z harmonogramem oraz w najwyższym standardzie jakości. ■

Informacje ze spółek opracowała Marzanna Kierzkowska

Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w październiku i listopadzie 2025 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE	• Uwagi PTPIREE do projektu UC84 w wersji przekazanej na SKRM – 22.10.2025 • „Autopoprawka” ME – projekt UC84 w wersji z 28.10 • Uzasadnienie do „autopoprawki” • Projekt UC84 w wersji przekazanej do rozpatrzenia przez komisję prawniczą – 21.11.2025 • Uzasadnienie do projektu UC84 w wersji na komisję prawniczą • OSR do projektu UC84 w wersji na komisję prawniczą • Projekt nowelizacji uPE i uOZE /UD284/ – wersja przekazana do konsultacji publicznych • Uzasadnienie do projektu UD284 • OSR do projektu UD284 • Pismo PTPIREE i OSDnEE do ME ws. postulowanych zmian prawnych w zakresie obowiązku instalacji LZO – 7.11 • Formularz zgłoszeniowy uwag PTPIREE do zmian IRIESP określonych w projekcie Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 w zakresie niezatwierdzonym decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – 28.11 • Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki /UDER92/ – 28.11 • Uzasadnienie do UDER92 • OSR do projektu UDER92
2.	Inicjatywa zmian w zakresie obliczania opłaty mocowej	• Pismo PTPIREE do Prezesa URE – inicjatywa zmian w zakresie proponowanych godzin doby na potrzeby obliczania opłaty mocowej – 29.10.2025
3.	Nowelizacja ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw /UD162/	• Ustawa z dnia 9 listopada 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw – Dziennik Ustaw z 12 listopada 2025 r. poz. 1535
4.	Strategia Rozwoju Polski do 2035 r. – konsultacje projektu	• Projekt Strategii Rozwoju Polski do 2035 r. – październik 2025 r. • Uwagi PTPIREE do projektu Strategii Rozwoju Polski do 2035 r. – 31.10.2025
5.	Rozporządzenie systemowe – prekonsultacje/uzgodnienia	• Odniesienie PTPIREE do uwag uczestników rynku w prekonsultacjach do nowego Rozporządzenia systemowego • Materiały robocze dot. propozycji przepisów w zakresie elastyczności
6.	Tani prąd -33%. Inicjatywa legislacyjna Prezidenta RP	• Tani prąd -33 % inicjatywa ustawodawcza Prezidenta RP • Przedstawiony przez Prezidenta Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej oraz finansowaniu systemów wsparcia energetyki ze środków z handlu uprawnieniami do emisji CO₂ – 7.11
7.	Służebność przesyłu – postępowanie przed TK i inicjatywa zmian przepisów	• Pismo PTPIREE do Ministra Sprawiedliwości oraz Ministra Aktywów Państwowych, Ministra Energii i Prezesa URE ws. postępowania przed TK dotyczącego zasiedzenia służebności przesyłu przed 2008 r. – 13.11

1. Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

Uzgodnienia związane z pracami ministerialnymi dot. projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC84) kontynuowano w październiku i listopadzie. Przedstawiciele OSD uczestniczyli m.in. w spotkaniu z MRIRW (dot. przede

wszystkim wprowadzenia ułatwień dla biogazowni), natomiast w ramach bieżących uzgodnień roboczych – wspierając co do zasady ideę sprawnego przyjęcia „pakietu sieciowego” – PTPIREE przekazało do MAP i ME uwagi do wersji projektu przesłanej do rozpatrzenia przez Komitet do Spraw Europejskich.

W ostatnich dniach października na RCL opublikowano tzw. autopoprawkę ME dot. projektu – do ponownego

rozpatrzenia w ramach uzgodnień międzyresortowych (wśród zmienianych zapisów znalazły się m.in. przepisy dot. kosztów utworzenia dodatkowego PPE, ułatwień w funkcjonowaniu biogazowni, doprecyzowanie przepisów dot. zaliczki, aktualizacji danych w ogólnodostępnych systemach IT służących publikacji danych o dostępnych mocach przyłączeniowych). Następnie, w wyniku uzgodnień na etapie Stałego Komitetu Rady Ministrów,

ME upubliczniało kolejne wersje/autopoprawki do projektu. Wśród zmian względem poprzednich wersji odnotowano brak aukcji przyłączeniowych, a zastąpienie ich konkursami na moc przyłączeniową, a także wprowadzono nową definicję konfigurowalnej umowy o przyłączenie do sieci. Po uzgodnieniach, projekt w wersji z 21 listopada skierowany został do rozpatrzenia przez komisję prawniczą. Prace są kontynuowane.

PTPIREE skierowało do ME opinię w sprawie propozycji deregulacyjnej, dotyczącej określenia w Prawie energetycznym sztywnego terminu (14 dni od podpisania umowy na przesył/dystrybucję) na instalowanie urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na stacjach ładowania pojazdów elektrycznych. W odpowiedzi wskazano, że podpisanie umowy dystrybucyjnej lub przesyłowej nie jest warunkiem wystarczającym dla instalacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Instalacja licznika następuje dopiero po podpisaniu umowy sprzedaży lub kompleksowej, zawartej między sprzedawcą i odbiorcą. Informacja o zawarciu tej umowy jest przekazywana do OSD, który po otrzymaniu tej informacji przystępuje do działań zmierzających do jak najszybszej instalacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Nie jest natomiast znany OSD czas, w jakim informacja od sprzedawcy o zawarciu ww. umowy zostanie przekazana do OSD. Po otrzymaniu tej informacji od sprzedawcy, OSD nawiązuje kontakt z odbiorcą, w celu ustalenia terminu instalacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. W zależności od przyjętego rozwiązania konstrukcyjnego dotyczącego miejsca instalacji urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego, są przypadki, w których instalacja urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wymaga udostępnienia OSD przez odbiorcę dostępu do stacji ładowania – termin ten w dużej mierze zależy od możliwości odbiorcy. Termin instalacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych nie jest zatem uzależniony jedynie od działań OSD, ale również od działań sprzedawcy oraz odbiorcy. Ponadto, w ocenie PTPIREE brak jest uzasadnienia, aby w zakresie terminu instalacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych preferować jeden rodzaj odbiorców.

W połowie listopada Ministerstwo Energii skierowało do konsultacji projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii /UD284/. Projektowane



Zdjęcie: Adobe Stock, zhengzhaishanhu

PTPIREE postuluje wzmocnienie roli i wagi rozwoju sieci dystrybucyjnych w kontekście transformacji energetycznej

rozwiązania dot. w szczególności dwóch zagadnień. W zakresie obliża giełdowego – przewidziano wprowadzenie obowiązku (z wyłączeniami) sprzedaży 80% energii przez wytwórców energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii lub platformy prowadzone przez nominowanych operatorów rynku energii (NEMO). W zakresie nierynkowej redukcji OZE (redysponowania) zaproponowano m.in. uwzględnienie w rozliczeniu tzw. umów licznikowych energii elektrycznej, która byłaby wyprodukowana, gdyby polecenie nierynkowego redysponowania nie zostało wydane przez OSP lub OSD. W konsekwencji w przypadku redysponowania nierynkowego rozliczeniu podlegałaby energia elektryczna faktycznie wytworzona i zarejestrowana przez urządzenia pomiarowe (o ile polecenie redukcji nie dotyczyłoby całkowitego wyłączenia jednostki) powiększona o energię elektryczną niewyprodukowaną, która byłaby wyprodukowana, gdyby nie wydano polecenia nierynkowej redukcji. Określanie wielkości energii niewyprodukowanej opierać się ma na danych określających dostępność danej instalacji wytwórczej oraz warunkach pogodowych wpływających na możliwości generacji energii elektrycznej dla tej jednostki w momencie wystąpienia nierynkowego redysponowania. Szczegółowe zasady wyznaczania energii elektrycznej niewyprodukowanej byłyby określone w IRIESP i IRIESD. Przewidziano konieczność przedłożenia przez OSP do zatwierdzenia przez PURE zmiany IRIESP, a następnie zmiany warunków dotyczących

bilansowania (WDB) – w celu dostosowania ich do przepisów ustawy. Natomiast OSD – w terminie 3 miesięcy od ogłoszenia zatwierdzenia IRIESP i WDB – miałoby przedłożyć do zatwierdzenia przez PURE zmiany IRIESD w celu dostosowania jej do przepisów ustawy. Stanowisko PTPIREE przekazane zostanie do resortu w ramach konsultacji.

W ramach rozmów z URE omawiano m.in. stan instalacji LZO oraz LB oraz wynikających z nich doświadczeń Operatorów i konieczności weryfikacji przepisów prawa w tym zakresie. W listopadzie PTPIREE oraz OSDnEE wystąpiły do Ministra Energii z prośbą o wprowadzenie zmian prawnych w zakresie obowiązku instalacji LZO u odbiorców oraz instalacji LZO na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, w związku z brakiem możliwości realizacji w pełni takiego obowiązku ze względu na czynniki zewnętrzne, niezależne od Operatorów. Zaproponowano modyfikacje zapisów (art. 11t) ustawy Prawo energetyczne wraz z uzasadnieniem.

W ostatnich tygodniach prowadzono prace dot. aktualizacji IRIESD, pod koniec listopada zakończył się także etap konsultacji projektu karty aktualizacji IRIESP. Uwagi PTPIREE przekazane zostały do PSE.

W listopadzie na stronie RCL opublikowano i poddano konsultacjom projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki /UDER92/. Celem regulacji jest wdrożenie zmian legislacyjnych w kierunku uproszczenia regulacji i lepszego ich dostosowania

do potrzeb obywateli. Proponowane zmiany są efektem m.in. pracy Rządowego Zespołu ds. Deregulacji powołanego przez Radę Ministrów w marcu br., a także Zespołu do spraw transformacji ciepłownictwa oraz określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła. W przygotowanym projekcie ustawy zostały zaadresowane konkretne zmiany w zakresie odbiorców energii elektrycznej, infrastruktury elektroenergetycznej oraz transformacji ciepłownictwa, które wpłyną pozytywnie na rynek energii elektrycznej i ciepłej. Wśród zagadnień, dla których zaproponowano zmiany regulacji znalazły się: uproszczenie rachunków za energię elektryczną, zmiana podstawowej formy wymiany korespondencji między przedsiębiorstwami energetycznymi, odbiorcami, organami administracji publicznej oraz innymi podmiotami – na postać elektroniczną z umożliwieniem złożenia oświadczenia przez jedną ze stron, skutkującego obowiązkiem zachowania postaci papierowej/pisemnej, liberalizacja rozliczeń za ciepło dostarczone bezpośrednio do przemysłu, wprowadzenie – niezbędnej do projektowania przepisów dot. elektryfikacji ciepłownictwa (sector coupling) – definicji magazynu ciepła lub chłodu, uproszczenie ustalania wysokości zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą wytwarzania ciepła, jego dystrybucję oraz obrotu ciepłem, określenie warunków uznania kotłów elektrycznych za źródła, z których ciepło objęte jest obowiązkiem zakupu oraz określenie, kiedy ciepło z tych jednostek może być zaliczone jako pochodzące z oze na potrzeby spełnienia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z dyrektywą EED, promowanie rozwoju kogeneracji. Uwagi PTPIREE po szczegółowej analizie zapisów projektu przekazane zostaną do resortu energii w ramach konsultacji.

2. Inicjatywa zmian w zakresie obliczania opłaty mocowej

W ramach PTPIREE zainicjowano rozwiązanie mające na celu wzmocnienie mechanizmów wspierających wykorzystanie energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach OZE (zwłaszcza w II i III kwartale). W korespondencji do Prezes URE przekazano propozycję rozważenia zmiany wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie, wyznaczonych odrębnie dla kwartałów roku dostaw – na potrzeby obliczania opłaty mocowej

nałężnej od odbiorców końcowych, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2) ustawy o rynku mocy. Propozycja miała na celu zachowanie korelacji ze strefami czasowymi grup taryfowych OSD oraz zmiennością cen energii elektrycznej odzwierciedlającą m.in. potencjał OZE do pokrycia zapotrzebowania na energię w krajowym systemie elektroenergetycznym.

3. Nowelizacja ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw /UD162/

W październiku parlament uchwalił przyjęty przez Radę Ministrów pod koniec września rządowy projekt /UD162/. Szerzej o rozwiązaniach zawartych w ustawie można przeczytać w raportach dot. wcześniejszych okresów.

Ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw – po podpisaniu przez Prezydenta RP w pierwszych dniach listopada – została opublikowana w Dzienniku Ustaw 12 listopada.

4. Strategia Rozwoju Polski do 2035 r. – konsultacje projektu

PTPIREE wzięło udział w październikowych konsultacjach – prowadzonych przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej – projektu „Strategii Rozwoju Polski do 2035 r.”, na którą składają się 4 cele główne, 17 priorytetów oraz 88 kierunków działań. Najistotniejszy – z punktu widzenia OSD – jest Priorytet 2.5: Transformacja energetyczna. Wśród postulatów zgłoszonych przez PTPIREE znalazła się przede wszystkim potrzeba wzmocnienia roli i wagi rozwoju sieci dystrybucyjnych w kontekście transformacji energetycznej (wraz z podkreśleniem konieczności zapewnienia stabilnych ram regulacyjnych i źródeł finansowania inwestycji). Postulowano także zmianę (na poziomie ≤ 85 min) celu dot. wskaźnika SAIDI, który – mając na względzie już dokonaną poprawę na przestrzeni ostatnich lat – byłby nierealny do osiągnięcia.

5. Rozporządzenie systemowe – prekonsultacje/uzgodnienia

W ostatnich tygodniach kontynuowano – zmierzające do wypracowania zapisów

nowego Rozporządzenia systemowego – uzgodnienia z Ministerstwem Energii dotyczące wątków elastyczności.

W wyniku prac wypracowano materiał z propozycją przepisów, zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 9 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

Równolegle opiniowane były propozycje wypracowane przez PSE. Jako że obszar elastyczności pozostaje w zakresie działań podlegających koordynacji pomiędzy operatorami, niezbędne jest wypracowanie jednego rozwiązania kompromisowego, które zapewni odpowiednie wdrożenie usług elastyczności w Polsce na poziomie aktu wykonawczego. Spotkania kontynuowane są w grudniu. Ponadto PTPIREE przekazało do ME odniesienie do zaprezentowanych przez uczestników rynku w ramach prekonsultacji postulatów i proponowanych rozwiązań.

6. Tani prąd -33%. Inicjatywa legislacyjna Prezydenta RP

W pierwszej połowie listopada br. Prezydent RP poinformował o skierowaniu do Sejmu własnej inicjatywy ustawodawczej „Tani prąd -33%”, opartej o „IV Filary Strategii Obniżki Cen, z których jeden dotyczył regulacji ustawowej poziomu WACC.

7. Służebność przesyłu – postępowanie przed TK i inicjatywa zmian przepisów

W związku z toczącym się przed Trybunałem Konstytucyjnym postępowaniem (posiedzenie TK – 2 grudnia br.) w sprawie rozpatrzenia połączonych pytań prawnych dot. zasady nabycia w drodze zasiedzenia służebności gruntowej odpowiadającej treścią służebności przesyłu przez przedsiębiorcę przesyłowego lub Skarb Państwa (sygnatura P 10/16), wobec obaw dotyczących możliwych daleko idących konsekwencji negatywnego rozpoznania ww. zagadnienia, PTPIREE w imieniu OSD wystąpiło do Ministra Sprawiedliwości z prośbą o pochylenie się nad sprawą.

W wystąpieniu zawarto również propozycję przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny regulujących możliwość zasiedzenia służebności przesyłu.

Biuro PTPIREE, Poznań,
grudzień 2025 r.



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



Zmiana przepisów dotyczących magazynów energii elektrycznej

W dniu 7 listopada br. Sejm uchwalił Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (druk nr 1379). Warto zwrócić uwagę na projektowane zmiany dot. magazynów energii.

Do definicji ustawowych dodana została definicja magazynu energii elektrycznej, którym na potrzeby procesu inwestycyjnego będzie zarówno (1) magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, jak i (2) instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do instalacji elektrycznej obiektu budowlanego lub bezpośrednio zasilanie urządzeń budowlanych.

Magazyny energii wolnostojące, zlokalizowane poza budynkami przeznaczonymi na pobyt ludzi, przy pojemności do 30 kWh nie będą wymagać żadnych formalności w świetle Prawa budowlanego. W zakresie pojemności od 30 do 300 kWh konieczne będzie dokonanie zgłoszenia budowy, przygotowanie projektu zagospodarowania terenu oraz uzyskanie uzgodnienia przeciwpożarowego. Dla wolno stojących magazynów o pojemności od 300 do 2000 kWh wymagania są rozszerzone o obowiązek zgłoszenia budowy wraz z projektem zagospodarowania terenu zawierającym uzgodnienia ppoż., a ponadto po zakończeniu budowy konieczne będzie zawiadomienie Państwowej Straży Pożarnej i przekazanie planu lokalizacji magazynu wraz z rozwiązaniami i danymi istotnymi dla bezpieczeństwa ekip ratowniczych. Magazyny wolnostojące o pojemności przekraczającej 2000 kWh wymagają już uzyskania pozwolenia na budowę.

Jeżeli magazyn energii jest instalowany w budynku, wówczas do 30 kWh również nie występują żadne formalności.

W przedziale 30–300 kWh konieczne jest zgłoszenie budowy oraz przygotowanie dokumentacji technicznej, uzyskanie uzgodnienia przeciwpożarowego, a także wykonanie projektu przez osobę posiadającą uprawnienia do projektowania instalacji elektrycznych. Dla magazynów instalowanych w budynkach o pojemności przekraczającej 300 kWh wymagane jest uzyskanie pozwolenia na budowę.

W dniu 5 grudnia br. ustawę przekazano Prezydentowi do podpisu.

Nowelizacja ustawy dla morskich elektrowni wiatrowych

W dniu 27 listopada br. weszła w życie ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, o której wspominaliśmy w ramach Paragrafu w Sieci w numerze 3 Energii Elektrycznej. Nowe regulacje dotyczą nie tylko morskich farm wiatrowych, lecz również wdrożenia obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnych źródeł energii wymaganych przez Dyrektywę RED III. Ma to o tyle znaczenie, że w dniu 21 listopada br. Komisja Europejska skierowała do Polski tzw. uzasadnioną opinię (reasoned opinion) dotyczącą niewdrożenia zasad dotyczących właśnie takich przyspieszonych procedur administracyjnych pozwalających na szybszą rozbudowę źródeł odnawialnych energii.

Planowane zmiany w zakresie obliża giełdowego oraz redysponowania nierynkowego

W dniu 12 listopada br. na stronie Rządowego Centrum Legislacji został utworzony nowy Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UD284).

Projekt ten obejmuje propozycje przepisów w zakresie przywrócenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej poprzez:

- giełdy towarowe,
 - na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany
 - na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub
 - w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego
- prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (tzw. obliżo giełdowe) oraz zwiększenia obliżo giełdowego na rynku wysokometanowego gazu ziemnego,

Projekt dotyczy także nierynkowej redukcji OZE w ramach tzw. redysponowania.

1) Obliżo giełdowe

Projektodawca dodał przepis wprowadzający obowiązek sprzedaży 80 proc. wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych, z uwzględnieniem wszystkich form rynku regulowanego energii elektrycznej oraz nominowanych operatorów rynku energii prowadzących działalność na terenie Polski.

Obowiązek nie będzie dotyczył energii elektrycznej:

- dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej;
- wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 10 MW lub wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 50 MW;
- wytworzonej w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemian wyższą niż 52,5 proc.;

- zużywanej na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się jej wytwarzaniem.
- niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie;
- wytworzonej w jednostce wytwórczej przyłączonej bezpośrednio do urządzeń lub instalacji odbiorcy końcowego zużywającego tę energię elektryczną lub sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, której operatorem wyznaczony został ten odbiorca końcowy;
- wytworzonej i dostarczonej w ramach umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii tzw. PPA, zgłoszonej do rejestru URE.

Wyłączeń powyższych nie stosuje się w odniesieniu do energii elektrycznej zakontraktowanej pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej wchodzącymi w skład tej samej grupy kapitałowej. Najwięcej kontrowersji związanych jest z katalogiem wyłączeń. Branża OZE wskazuje na zbyt wąsko zakreślony wyjątek dotyczący umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii i ograniczanie tego wyjątku do umów zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą OZE a odbiorcą końcowym.

2) Nierynkowa redukcja OZE (redysponowanie)

Obowiązujące metody wyliczania rekompensat za nierynkowe redysponowanie dokonywane na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) dotyczą grafikowych umów sprzedaży energii elektrycznej. Rozliczenia w ich ramach opierają się na wolumenie energii zadeklarowanym do OSP w dniu poprzedzającym dostawę energii elektrycznej. To oznacza, że co do zasady nierynkowe redysponowanie pozostaje bez wpływu na rozliczenie pomiędzy wytwórcą a odbiorcą. Należy jednak zaznaczyć, że to rozwiązanie nie ma zastosowania w przypadku, gdy wytwórca i odbiorca zawarli umowę w formule tzw. finansowej umowy sprzedaży energii elektrycznej (Corporate Power Purchase Agreement). W kontekście takich umów mających charakter instrumentu finansowego (w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi), projektodawca zaproponował odwołanie do szerokiego katalogu tych instrumentów, zwłaszcza niebędących papierami wartościowymi, by objąć regulacją jak najszerszy zakres kontraktów zawieranych na rynku energetycznym. Projekt definiuje energię niewyprodukowaną jako

energję elektryczną, która mogłaby zostać wygenerowana przez daną instalację OZE, gdyby nie wydano wspomnianego polecenia. Ilość tej energii wyznaczać będzie właściwy operator systemu elektroenergetycznego, zgodnie z warunkami określonymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD). Dodatkowo, przy wyznaczaniu niezbilansowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w ramach bilansowania handlowego uwzględniana będzie przez OSP ilość energii elektrycznej niewyprodukowanej w wyniku takiego polecenia. Koszty wynikające z uwzględnienia ilości energii elektrycznej niewyprodukowanej przy wyznaczaniu niezbilansowania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w ramach bilansowania handlowego, będzie ponosił operator systemu elektroenergetycznego wydający polecenie. Sposób wyznaczania niezbilansowania kosztów oraz rozliczeń pomiędzy OSP a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będą określać Warunki Dotyczące Bilansowania.

Powyższe mechanizmy nie będą miały zastosowania do jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, jeżeli umowa o przyłączenie takiej jednostki wytwórczej lub magazynu zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej lub instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu, której umowa o przyłączenie zawiera szczegółowe zasady stosowania ograniczeń mocy wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej, w szczególności określa okresy doby w poszczególnych miesiącach roku, w których ograniczenia mogą zostać wprowadzone.

Zmiany w regulacjach dotyczących planowania przestrzennego

Opublikowany został projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (UD316). Projekt zmian wynika z potrzeby dokonania korekt w ustawie z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1688, z późn. zm.). Obejmuje między innymi zmiany związane ze zintegrowanymi planami inwestycyjnymi, takie jak: (a) rozszerzenie i uelastycznienie katalogu inwestycji uzupełniających realizowanych w ramach zintegrowanego planu inwestycyjnego; (b) zmiana definicji inwestycji uzupełniającej,

która umożliwi realizację przez inwestora na rzecz gminy inwestycji służących wykonywaniu zadań własnych gminy, również w przypadku gdy nie służą bezpośrednio obsłudze inwestycji głównej; (c) objęcie przez zintegrowany plan inwestycyjny terenów poza obszarem inwestycji głównej oraz inwestycji uzupełniającej; (d) uregulowanie na samym początku postępowania kwestię finansowania przez inwestora całości lub części kosztów postępowania w sprawie uchwalenia zintegrowanego planu inwestycyjnego (w obecnym stanie prawnym możliwość poniesienia przez inwestora kosztów postępowania zintegrowanego planu inwestycyjnego określa się na końcu postępowania – w ramach zawierania umowy urbanistycznej).

Zwiększenie udziału źródeł OZE

W dniu 18 listopada br. w wykazie prac legislacyjnych opublikowano informację o Projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD332), który ma na celu zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii, zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych. Projektowane jest m.in.

- usprawnienie procesów inwestycyjnych w lądowe elektrownie wiatrowe;
- doprecyzowanie kwestii sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii;
- doprecyzowanie, że przy przyłączaniu mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, moc zainstalowanego magazynu nie będzie wliczana do mocy zainstalowanej mikroinstalacji, z zastrzeżeniem dwóch warunków (tj. po pierwsze, moc zainstalowanego magazynu nie może przekraczać 2,2-krotnej wartości mocy zainstalowanej mikroinstalacji oraz po drugie, łączna moc wprowadzana do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej musi być mniejsza niż moc);
- zwiększenie spójności i transparentności prezentowania informacji na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu;
- wprowadzenie nowego przepisu dotyczącego rozliczenia depozytu prosumenckiego ma na celu uregulowanie kwestii zwrotu niewykorzystanych środków w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez prosumenta;

Nowy projekt ustawy o zmianie ustawy o zużyciu prądu elektrycznym i elektronicznym

Wyrokiem z 25 stycznia 2022 r. w sprawie C-181/20 TSUE stwierdził nieważność art. 13 ust. 1 dyrektywy 2012/19/UE w zakresie dotyczącym paneli fotowoltaicznych. Sprawa dotyczyła czeskiego obowiązku uiszczenia opłaty recyklingowej przez operatorów elektrowni słonecznych, mającej pokrywać koszty zagospodarowania odpadów z paneli wprowadzonych do obrotu przed 1 stycznia 2013 r. Obowiązek ten był uzasadniany przepisem dyrektywy, który nakazywał finansowanie tych kosztów przez producentów paneli wprowadzonych do obrotu po 13 sierpnia 2005 r.

TSUE uznał, że przepis został przyjęty z naruszeniem zasady pewności prawa, ponieważ panele fotowoltaiczne zostały objęte zakresem dyrektywy dopiero 13 sierpnia 2012 r., a więc nie było dopuszczalne obciążanie producentów kosztami dotyczącymi paneli starszych, wprowadzonych przed rozszerzeniem regulacji. Taki mechanizm działał retroaktywnie, nakładając obowiązek finansowy na podmioty, które nie mogły przewidzieć jego istnienia na etapie projektowania i sprzedaży paneli.

W konsekwencji dyrektywa 2024/884 dokonuje pełnej rewizji przepisów dyrektywy 2012/19/UE w celu usunięcia naruszenia wskazanego przez TSUE oraz dostosowania zasad finansowania zagospodarowania odpadów do zasady nieretroaktywności.

W dniu 8 grudnia 2025 r., na stronie Rządowego Centrum Legislacji opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy o zużyciu prądu elektrycznym i elektronicznym. Jednym z jego głównych celów jest wdrożenie dyrektywy 2024/884 oraz dostosowanie krajowych przepisów do wytycznych z wyroku TSUE, poprzez doprecyzowanie zasad odpowiedzialności producentów za koszty gospodarowania odpadami z paneli fotowoltaicznych w sposób zgodny z prawem UE.

Pakiet dotyczący sieci europejskich

W dniu 10 grudnia br. Komisja Europejska przedstawiła „European Grids Package” w formie komunikatu COM(2025) 1005 oraz towarzyszących mu inicjatyw. Jest to pakiet działań o charakterze legislacyjnym i pozalegisacyjnym ukierunkowanych na usunięcie barier systemowych w planowaniu i realizacji infrastruktury energetycznej w Unii, w szczególności infrastruktury

sieciowej, w celu umożliwienia szybszej integracji źródeł OZE oraz wzmocnienia bezpieczeństwa i odporności systemu.

Komisja Europejska zakłada przejście na wzmocniony model planowania ponadnarodowego: w terminie 2 lat od wejścia w życie przewidzianych rozwiązań Komisja ma opracować centralny scenariusz UE spójny z celami energetyczno-klimatycznymi, oparty na danych i wkładzie państw członkowskich oraz interesariuszy, a następnie – na tej podstawie – właściwe podmioty (ENTSO/ENNOH) mają identyfikować potrzeby infrastrukturalne.

Drugi zasadniczy komponent dotyczy procedur pozwoleńowych: komunikat wskazuje, że pakiet ustanawia na poziomie UE ramy mające uprościć i przyspieszyć wydawanie pozwoleń dla infrastruktury sieciowej, projektów OZE, magazynów oraz infrastruktury ładowania, przy założeniu doprowadzenia do tego, aby procedury te – w zależności od kategorii projektu – co do zasady mieściły się do 2 lat, a dla projektów najbardziej złożonych maksymalnie do 3 lat.

W tym kontekście projektowane rozwiązania przewidują m.in. ustanowienie jednego krajowego portalu cyfrowego obejmującego wszystkie etapy procedur pozwoleńowych dla projektów OZE, magazynowych i sieciowych (dla usprawnienia cyfryzacji, interoperacyjności i transparentności), a także szersze stosowanie administracyjnej milczącej zgody jako instrumentu przeciwdziałania bezczynności organów – z wyłączeniem rozstrzygnięć środowiskowych.

Uzupełnieniem pakietu ma być inicjatywa „Energy Highways”, rozumiana jako ustanowienie na poziomie unijnym mechanizmu priorytetyzacji i wsparcia dla wybranych (aktualnie: ośmiu) strategicznych korytarzy/projektów infrastrukturalnych.

Nowa wysokość stawki opłaty mocowej

W dniu 30 października br. Prezes URE opublikował informację nr 58/2025 w sprawie wysokości stawki opłaty mocowej. Od dnia 1 stycznia 2026 r. do dnia 31 grudnia 2026 r. stawki opłaty mocowej, bez podatku od towarów i usług (stawki netto) będą wynosić:

- 4,29 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej

- 10,31 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy zużywających rocznie od 500 kWh do 1 200 kWh energii elektrycznej;
- 17,18 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy, zużywających rocznie powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh energii elektrycznej;
- 24,05 zł na miesiąc – w odniesieniu do odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy, zużywających rocznie powyżej 2 800 kWh energii elektrycznej;
- 0,2194 zł/kWh – w odniesieniu do odbiorców końcowych innych niż określonych w art. 89a ust. 1 pkt 1) Ustawy o rynku mocy.

Nowa wysokość stawki opłaty OZE

W dniu 7 listopada br. Prezes URE opublikował Informację nr 61/2025 w sprawie wysokości stawki opłaty OZE. Nowa stawka opłaty OZE, obowiązująca w roku 2026 wynosi 7,30 zł/MWh.

Nowa wysokość opłaty kogeneracyjnej

W dniu 28 listopada br. opublikowano Rozporządzenia Ministra energii w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2026. Wysokość stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2026 wynosi 3,00 zł/MWh.

Pomoc państwa na budowę i eksploatację pierwszej polskiej elektrowni jądrowej

Zgodnie z komunikatem Komisji Europejskiej z 9 grudnia 2025 r., wydanym w oparciu o unijne przepisy dotyczące pomocy publicznej, zatwierdzono pakiet pomocy na rzecz wsparcia budowy i eksploatacji pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce. Polska planuje przyznać bezpośrednie wsparcie cenowe w formie dwustronnego kontraktu różnicowego (contract for difference), zapewniającego elektrowni jądrowej stabilne przychody przez okres 40 lat. Beneficjent otrzyma również dokapitalizowanie pokrywające około 30 proc. kosztów projektu oraz gwarancje państwowe obejmujące 100proc. zadłużenia zaciągniętego przez PEJ na finansowanie projektu, co odzwierciedla założenia Polski dotyczące struktury finansowej przedsięwzięcia.

Jak działają współczesne sieci mobilne. Część 4

UMTS

— szerokopasmowy przełom

W poprzednim artykule wspomniano o UMTS (Universal Mobile Telecommunications System). Można go tłumaczyć na uniwersalny system telekomunikacji ruchomej, ale w praktyce to po prostu 3G – trzecia generacja systemów telefonii komórkowej. W porównaniu z sieciami 2G to był technologiczny przełom, który stworzył drogę do mobilnego internetu.

Od wąskopasmowego GSM do szerokopasmowego UMTS

Sieci 2G (GSM) były systemami wąskopasmowymi – szerokość pojedynczego kanału wynosiła 200KHz. Ten system został zaprojektowany głównie pod kątem połączeń głosowych i prostych usług, takich jak SMS. Transmisja danych, nawet z użyciem rozszerzeń GPRS czy EDGE, pozostawała ograniczona.

3G (UMTS) to systemy szerokopasmowe – szerokość kanału 5 MHz, co umożliwiło jednoczesną transmisję głosu, danych i wideo, a do tego dużo większe przepływności danych – rzędu kilku Mb/s dla usług internetowych. To właśnie wtedy telefon komórkowy przestał być tylko „przenośnym urządzeniem do dzwonienia”, a zaczął pełnić rolę małego kieszonekowego terminala danych z dostępem do sieci internet.

Najważniejszą zmianą była znacznie większa przepustowość i szybkość transmisji danych. 3G umożliwiło wygodne korzystanie z przeglądarki internetowej, poczty e-mail, prostych komunikatorów czy pierwszych serwisów społecznościowych w wersji mobilnej. Pojawiły się też nowe usługi, takie jak wideorozmowy czy mobilne strumieniowanie muzyki i wideo np. meczy piłkarskich (choć na początku w dość ograniczonej jakości). To właśnie na fundamencie 3G powstały pierwsze smartfony, które zaczęły zmieniać sposób, w jaki się komunikujemy i pracujemy.

Techniczne podstawy UMTS: WCDMA i modulacja QPSK

W UMTS zastosowano technikę szerokopasmowego wielodostępu kodowego z rozpraszaniem widma – WCDMA (Wideband Code Division Multiple Access) oraz wykorzystano kwadraturową modulację czterowartościową QPSK (Quadrature Phase Shift Keying). Modulacja QPSK jest efektywniejsza w porównaniu do modulacji stosowanych w GSM takich GMSK oraz 8-PSK, co pozwoliło na zwiększenie przepływności danych.

W dużym skrócie WCDMA to metoda dostępu do kanału radiowego polegająca na tym, że poszczególnym użytkownikom przypisuje się unikalne sekwencje rozpraszające (kody rozpraszające). Do rozpraszania sygnału stosuje się ciągi ortogonalne, czyli takie, które nie są ze sobą skorelowane. Stacja bazowa nadaje do wszystkich obsługiwanych użytkowników w tym samym czasie

(nadaje zsumowane sygnały). Odbiornik znając kod przypisany do konkretnego użytkownika, mnoży odebrany sygnał przez ten kod. Dzięki temu, że to kody są ortogonalne, czyli nie są skorelowane ze sobą, to sygnały pozostałych użytkowników traktuje się jak szum i są one odfiltrowywane.

Nowa architektura sieci – NodeB, RNC, Core Network

Przejęcie na system szerokopasmowy w UMTS wymagało nowej architektury sieci przystosowanej do:

- obsługi usług multimedialnych (audio, wideo, wideokonferencje),
- zapewnienie określonych parametrów jakości QoS (Quality of Service),
- możliwości naliczania opłat za wolumen danych, a nie tylko za czas połączenia.

Z tym wiązała się również zmiana nazewnictwa i struktury elementów sieci:

- znane z GSM stacje bazowe stały się w UMTS węzłami NodeB,
- kontroler stacji bazowych BSC (Base Station Controller) został zastąpiony przez RNC (Radio Network Controller),
- w warstwie rdzeniowej sieci odpowiednikiem klasycznego MSC stał się SGSN, a rolę GMSC przejął GGSN, odpowiedzialny za obsługę ruchu pakietowego.

Ogólnie architektura systemu UMTS dzieli się na trzy główne elementy:

- UE (User Equipment) – terminal użytkownika, czyli telefon/modem,
- UTRAN (UMTS Terrestrial Radio Access Network) – naziemna sieć dostępu radiowego,
- CN (Core Network) – sieć szkieletowa, która odpowiada za zestawianie połączeń, routowanie danych, dostęp do internetu itp.

Założenia i możliwości UMTS

Projektując UMTS, przyjęto kilka kluczowych założeń:

- jakość mowy porównywalna z jakością połączeń w sieciach stacjonarnych,
- jednolita architektura sieci, umożliwiająca świadczenie usług o zadanych parametrach jakościowych,
- wsparcie dla usług multimedialnych (audio, wideo, wideokonferencje),
- wysokie przepływności transmisji danych.

Zakładane przepływności w UMTS były uzależnione od mobilności użytkownika:

- do 2 Mb/s dla użytkowników stacjonarnych lub wolno poruszających się (np. wewnątrz budynków),



Technologia 3G sukcesywnie zastępowana jest przez nowsze generacje – 4G i 5G

- do 384 kb/s dla użytkowników poruszających się w środowisku miejskim (do ok. 100 km/h),
- do 144 kb/s dla użytkowników poruszających się z dużą prędkością (do ok. 500 km/h).

UMTS zasadniczo działa w trybie duplexu częstotliwościowego (FDD), ale możliwa jest również praca w trybie duplexu czasowego (TDD). Frequency Division Duplex (FDD) to taki tryb pracy systemu komunikacyjnego, w którym transmisja downlink i uplink odbywa się jednocześnie, ale na różnych pasmach częstotliwości np. oddzielonymi od siebie o 60 MHz. Time Division Duplex (TDD) to taki tryb pracy systemu komunikacyjnego, w którym transmisja uplink – od urządzenia końcowego użytkownika UE (user equipment) do stacji bazowej i downlink – transmisja od stacji bazowej do UE, współdzieli to samo pasmo częstotliwości, ale są rozłożone w czasie. Transmisja jest dzielona na tzw. szczeliny (time slots – w branży używa się też pojęcia „slot”), które są naprzemiennie wykorzystywane do uplinku i downlinku. Warto zauważyć, że w trybie TDD mogą dynamicznie zmieniać się proporcje downlink/uplink w zależności od obciążenia sieci.

Satelite, UMTS-NTN i wpływ na współczesne rozwiązania

Już na etapie standardu 3G pojawiły się pierwsze pomysły wykorzystania segmentu satelitarne do świadczenia usług telefonii komórkowej. Koncepty satelitarne segmentu nazwano UMTS-NTN (UMTS Non-Terrestrial Networks). W praktyce okazało się to ślepą uliczką w ramach 3G, głównie dlatego, że wymagało to specjalnych terminali satelitarnych – zwykle telefony komórkowe

nie były w stanie z takiej sieci korzystać. Mimo, że te pomysły niemal nie doczekały się masowego wdrożenia w sieciach 3G, to pozostawiły po sobie ważne doświadczenia techniczne i koncepcyjne. To właśnie one stały się inspiracją dla rozwiązań wdrażanych w nowszych standardach, m.in. w 4G. Dobrym przykładem jest Starlink Direct to Cell – usługa, która wykorzystuje infrastrukturę satelitarną, ale opiera się na standardach 3GPP (w wersji Release 10). Z punktu widzenia użytkownika istotne jest to, że:

- nie potrzeba specjalnego „telefonu satelitarnego”,
- satelita pełni rolę węzła eNodeB,
- wsparcie musi zostać włączone po stronie operatora komórkowego.

Obecnie usługa dostępna jest na pięciu kontynentach, ale niestety u wybranych operatorów:

Państwo	Operator
Stany Zjednoczone	T-Mobile
Australia	Opus i Telstra
Kanada	Rogers
Nowa Zelandia	ONE NZ
Japonia	KDDI
Chile i Peru	Entel
Ukraina (!)	Kyivstar

Starlink Direct to Cell to już jednak historia mocno związana ze światem 4G i LTE.

Koniec pewnej epoki: wyłączenie 3G

UMTS i w ogóle 3G odegrały kluczową rolę jako pomost między światem 2G – zdominowanym przez rozmowy głosowe i SMS-y – a erą szybkiego, multimedialnego internetu mobilnego w 4G i 5G. Dziś jednak 3G jest technologią schodzącą ze sceny – operatorzy zwalniają pasma wykorzystywane przez 3G na świadczenie usług w nowszych standardach. Można więc powiedzieć, że 3G „zrobiło swoje”: umożliwiło mobilny internet, narodziny smartfonów i usług multimedialnych, a teraz ustępuje miejsca technologiom 4G i 5G, które lepiej odpowiadają dzisiejszym wymaganiom użytkowników i operatorów.

Użytkownicy, którzy posiadają bardzo stare smartfony i karty SIM muszą przesiąść się na nowy sprzęt. Zasadniczo standard 4G wspierają urządzenia produkowane po 2012 roku a 5G urządzenia produkowane po 2020 roku.

Proces wyłączenia sieci 3G trwa również w Polsce i jest prowadzony etapami przez wszystkich dużych operatorów. Najszybciej z 3G pożegnał się T-Mobile, który zakończył świadczenie usług w tej technologii już w 2023 roku. Orange prowadzi wygaszanie 3G stopniowo i cały proces ma zakończyć się do końca 2025 roku. Najwolniej do wyłączenia podchodzą operatorzy Play i Plus, którzy deklarują, że wygaszenie nastąpi w okolicach 2027 roku.

Ironią losu jest to, że dłużej będzie egzystował ... starszy standard 2G (GSM), a to ze względu na zapewnienia wsparcia połączeń telefonicznych i SMS oraz transmisji M2M (mobile to mobile), które nie wymagają dużej transmisji danych. Urządzeń używanych min. do połączenia awaryjnego w windach, w systemach alarmowych, teledziurach, lokalizatorach GPS, alarmach, licznikach mediów, interkomach w budynkach, terminalach płatniczych itp.

Krzysztof Górski

Nieśmiertelne dane

W obliczu wykładniczego wzrostu ilości danych cyfrowych – przewidywanego wytworzenia przez ludzkość do końca 2025 roku około 181 zettabajtów (ZB) informacji – inżynierowie i specjaliści ds. IT stoją przed rosnącym dylematem: jak zapewnić długoterminowe, bezpieczne i efektywne kosztowo przechowywanie informacji.

 KRZYSZTOF HAJDROWSKI

Dane, od których w coraz większym stopniu zależy nasze życie, zapisujemy współcześnie głównie w formie cyfrowej, korzystając z nośników półprzewodnikowych (pamięci flash) oraz rozwiązań chmurowych, które zapewniają szybki dostęp i skalowalność. W centrach danych stosuje się technologie NVMe, umożliwiające bardzo wysoką przepustowość, co jest kluczowe dla analizy dużych zbiorów informacji. Równolegle rozwijane są technologie optyczne i kwantowe, które mogą w przyszłości zwiększyć pojemność nośników setki razy. Niezależnie od zastosowanej technologii, standardem pozostaje tworzenie kopii zapasowych, szyfrowanie oraz kontrola dostępu, aby zapewnić bezpieczeństwo i integralność danych. Coraz większe znaczenie mają innowacyjne metody, takie jak zapis w syntetycznym DNA – nośniku niezwykle trwałym i o ogromnej gęstości, pozwalającym przechowywać dane przez tysiące lat bez potrzeby zapewnienia zasilania.

Zettabajt (ZB) to jednostka miary danych, która obrazuje naprawdę gigantyczne ilości informacji. Jeden zettabajt to 10^{21} bajtów, czyli bilion gigabajtów. Aby zrozumieć tę skalę, warto porównać ją z codziennymi przykładami. Wyobraźmy sobie filmy w jakości HD – 1 ZB pomieściłby około 250 miliardów takich filmów. Jeśli każdy smartfon miałby pamięć 128 GB, to 1 ZB odpowiadałby pamięci 8 miliardów telefonów, czyli tyle, ile wynosi liczba ludzi na Ziemi. Gdybyśmy spróbowali zapisać dane z jednego zettabajta na kartkach A4,

stos papieru sięgnąłby od Ziemi do Księżycy i z powrotem, i to wielokrotnie.

Przechowywanie 1 ZB na tradycyjnych nośnikach wymaga milionów dysków i ogromnych serwerowni. Liczne inwestycje w centra danych na całym świecie powodują rosnący deficyt produkcji tradycyjnych układów pamięci półprzewodnikowych. Dla każdego z nas oznacza to odczuwalne wzrosty cen pamięci RAM i nośników z pamięciami flash. Dla korporacji to z kolei strata przychodów z tytułu opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych i świadczenia usług.

Konwencjonalne pamięci wykazują też fundamentalne wady w kontekście długotrwałej archiwizacji. HDD zawodzą z powodu awarii silników, limitów cykli zapisu/odczytu, zbyt małej gęstości zapisu oraz dużego zużycia energii potrzebnej do utrzymania i chłodzenia centrów danych. Pamięci flash, wykorzystywane w dyskach SSD/NVMe, przechowują dane w postaci ładunków elektrycznych uwięzionych w komórkach pamięci. Każda komórka to mały „zbiorniczek” na elektrony – jeśli jest pełny, oznacza „1”, jeśli pusty – „0”. Problem polega na tym, że te elektrony nie są całkowicie unieruchomione. Z czasem zaczynają „uciekać” przez izolację, podobnie jak woda powoli przecieka przez mikroskopijne szczeliny w zbiorniku. Efekt? Komórka „zapomina”, czy miała być jedynką czy zerem, co prowadzi do utraty danych.

Odpowiedzią na ten globalny kryzys pamięci masowej jest DNA (kwas deoksyrybonukleinowy) – najbardziej gęsty

i trwały naturalny nośnik informacji, teraz przekształcany w medium do przechowywania danych cyfrowych. Pamięci flash wymagają okresowego odświeżania danych (co 1-10 lat) i mają ograniczoną żywotność. W przeciwieństwie do nich pamięć DNA nie ma takich problemów, bo zapis jest zrealizowany w strukturze molekularnej, która odpowiednio przygotowana pozostaje stabilna przez tysiące lat.

Idea przechowywania danych na poziomie cząsteczkowym została nakreślona już w 1959 roku przez Richarda Feynmana, uznanego w 1999 roku za jednego z dziesięciu najwybitniejszych fizyków wszech czasów. W czasach, gdy komputery zajmowały całe pomieszczenia, a miniaturyzacja dopiero się zaczynała, Feynman przedstawił wizję manipulowania materią na poziomie atomów i cząsteczek, aby tworzyć nowe technologie – w tym ekstremalnie gęste systemy przechowywania informacji.

Jego główny pomysł była zaskakująco prosty, a jednocześnie rewolucyjny: „zapisanie całej wiedzy ludzkości na główce od szpilki”. Feynman obliczył, że po zmniejszeniu wielkości tekstu 25.000 razy wszystkie tomy Encyklopedii Britannica mogłyby zmieścić się na powierzchni główki szpilki. Każdy punkt druku miałby wtedy średnicę około 80 Angströmów, czyli zaledwie kilkadziesiąt atomów. To dowodziło, że fizycznie istnieje wystarczająco dużo miejsca w strukturach atomowych, by pomieścić ogromne ilości informacji w mikroskopijnej przestrzeni. W swoim wykładzie Feynman zaproponował stworzenie

zestawu fizycznych narzędzi w skali 1:4, które budowałyby kolejne, coraz mniejsze narzędzia, aż do poziomu atomowego. Mówił o możliwości „układania atomów tak, jak chcemy”, co miało otworzyć drogę do syntezy chemicznej przez mechaniczne manipulowanie cząsteczkami. Wspominał również o potrzebie powstania nowych mikroskopów, zdolnych do obserwacji pojedynczych atomów – ten pomysł został zrealizowany dopiero w latach 80. dzięki mikroskopom STM (skaningowe mikroskopy tunelowe) i AFM (mikroskopy sił atomowych).

W 1959 roku nikt nie myślał o komputerach w skali atomowej. Wystarczająco fantastycznie brzmiały idee komputerów mieszczących się w walizce lub kieszeni. Dopiero osiągnięcia w genetyce pozwoliły na realizację tych pomysłów. Przełom nastąpił w 2012 roku, kiedy George Church i Sriram Kosuri z Harvardu po raz pierwszy zakodowali pliki cyfrowe w syntetycznych niciach DNA. Od tego momentu technologia ta zmierza ku komercjalizacji, czego dowodem jest wprowadzenie na rynek przez amerykańską firmę Atlas Data Storage rozwiązania Atlas Eon 100. Jest to pierwszy komercyjny i skalowalny system wykorzystujący syntetyczne DNA do archiwizacji, stanowiący kamień milowy w dążeniu do stworzenia „nieśmiertelnego archiwum”. System ma docelowo służyć jako baza dla rozwiązań zdolnych do przechowywania danych w skali terabajtów, koncentrując się na długoterminowej archiwizacji i zabezpieczaniu zbiorów danych do uczenia modeli sztucznej inteligencji.

Architektura przechowywania danych w DNA opiera się na eleganckiej zasadzie: zamiast klasycznego kodu binarnego (0 i 1), informacje są zapisywane w „alfabecie życia”, czyli w sekwencjach czterech zasad azotowych DNA – adeniny (A), cytozyny (C), guaniny (G) i tyminy (T). Specjalne algorytmy przekształcają cyfrowe dane w ciągi tych zasad, tworząc syntetyczne nici DNA, które fizycznie zawierają zakodowaną informację. To tak, jakby każdy plik – zdjęcie, film czy dokument – został zapisany w postaci biologicznego kodu, który można później odczytać, sekwencjonując DNA i dekodując je z powrotem na dane cyfrowe.

Największą zaletą tej technologii jest gęstość zapisu. DNA jest nieporównywalnie bardziej kompaktowe niż jakikolwiek znany nośnik – jego zdolność przechowywania danych jest około tysiąc razy większa niż w przypadku tradycyjnych mediów

magnetycznych. W praktyce oznacza to, że jeden gram odwodnionego DNA może pomieścić nawet jeden zettabajt danych. To prawdziwy przełom: całą zawartość największych bibliotek świata można docelowo zmieścić w przestrzeni wielkości ziarenka maku. Dzięki temu fizyczne archiwa, które dziś zajmują ogromne centra danych, mogłyby zostać zredukowane do miniaturowych kapsułek.

Drugim kluczowym parametrem jest trwałość. Syntetyczne DNA w stabilnej, odwodnionej formie jest odporne na degradację fizyczną i termiczną. Nie wymaga zasilania ani chłodzenia, a jego żywotność liczona jest w tysiącach lat. To sprawia, że DNA jest idealnym medium do długoterminowej archiwizacji – od zasobów naukowych i kulturowych po dane krytyczne dla przedsiębiorstw.

Sam proces zapisu, przetwarzania i odczytu danych w DNA to złożony cykl operacji bioinżynieryjnych i algorytmicznych, który łączy świat cyfrowy z biologicznym. Pierwszym etapem jest kodowanie algorytmiczne, w którym dane binarne – ciągi zer i jedynek – są tłumaczone na sekwencje nukleotydów. Ten krok wymaga zastosowania specjalistycznych algorytmów, które muszą spełnić dwa kluczowe warunki. Po pierwsze, zapewnić odporność na błędy, ponieważ proces syntezy DNA i jego późniejsze odczytywanie nie są wolne od pomyłek. Dlatego algorytmy dodają nadmiarowe informacje i stosują kody korekcyjne, aby możliwe było wykrycie i naprawa błędów. Drugim zadaniem algorytmów jest unikanie sekwencji, które są trudne do wytworzenia lub odczytania. Przykładem są homopolimery, czyli długie powtórzenia tej samej zasady (np. AAAAAA). Takie fragmenty mogą powodować problemy w procesie syntezy chemicznej i sekwencjonowania, bo maszyny „gubią się”, gdy widzą zbyt długi ciąg identycznych znaków. Dlatego algorytmy projektują kod tak, by był „różnorodny” i stabilny, co zapewnia niezawodność całego procesu. Kolejnym etapem jest synteza DNA, czyli fizyczne wytworzenie syntetycznych nici zawierających zakodowane dane. Obecnie typowa długość takich fragmentów wynosi około 200 zasad. To proces chemiczny lub enzymatyczny, wymagający precyzyjnego dodawania kolejnych nukleotydów w odpowiedniej kolejności. Każdy fragment musi być zbudowany krok po kroku, co jest znacznie wolniejsze niż zapis elektryczny w pamięci półprzewodnikowej. Obecnie zapis

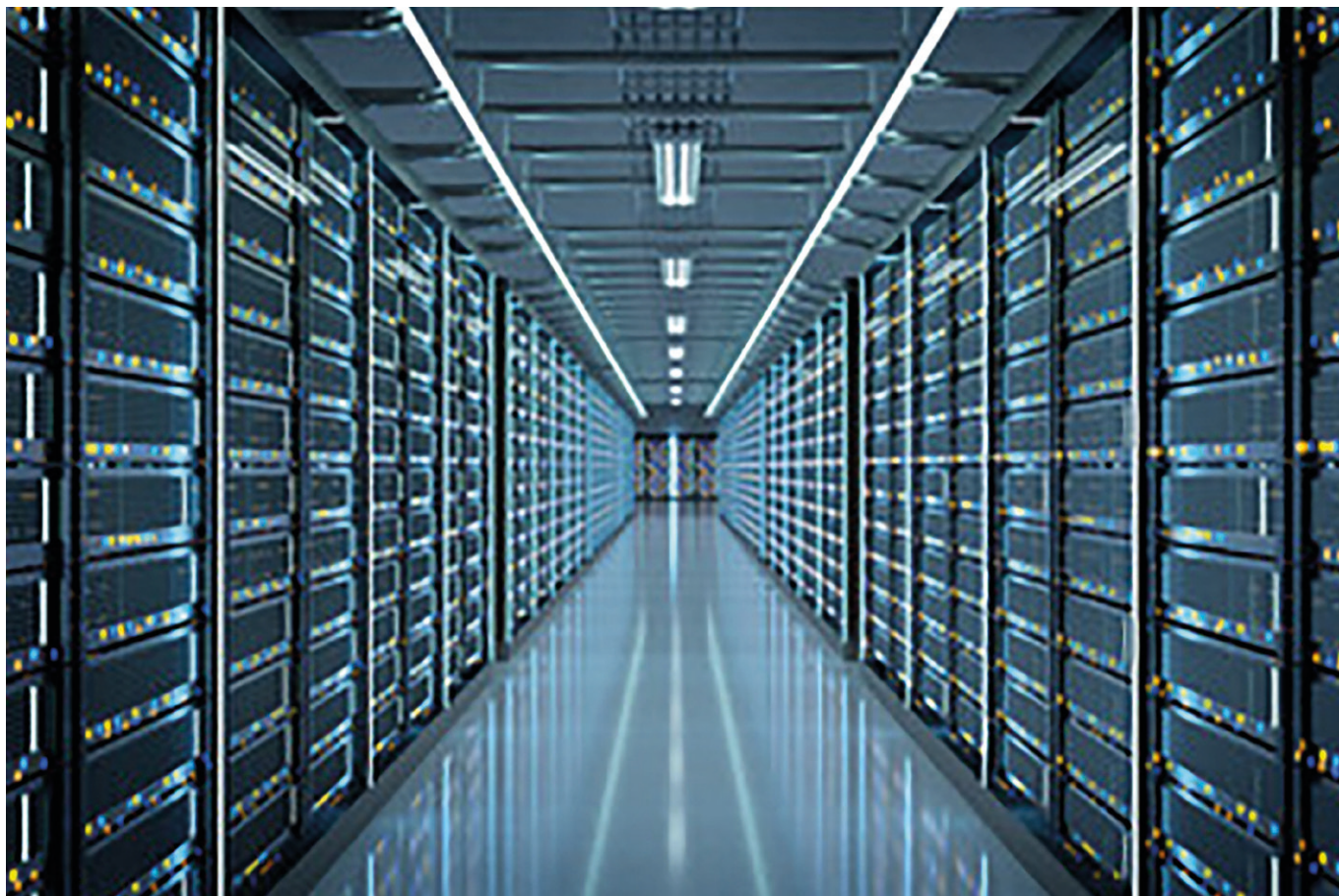
zaledwie kilku megabajtów danych może trwać godziny lub nawet dni. To zdecydowanie wąskie gardło tej technologii.

Trzeci etap to sekwencjonowanie, czyli biologiczny odpowiednik odczytu danych z dysku. Polega na ustaleniu kolejności nukleotydów w nici DNA za pomocą zaawansowanych technik analitycznych. Dzięki temu możliwe jest odzyskanie informacji zapisanej w kodzie życia. Choć techniki sekwencjonowania są coraz szybsze, nadal są wielokrotnie wolniejsze niż odczyt z dysku twardego czy SSD. Ostatnim krokiem jest dekodowanie, w którym dedykowane oprogramowanie przekształca sekwencję A, T, C i G z powrotem w kod binarny. Algorytmy korekcji błędów zapewniają wierność danych, osiągając niezawodność na poziomie niemal absolutnym – 99,9999999999%.

Komercjalizacja technologii pamięci DNA, mimo jej ogromnego potencjału, wciąż napotyka na istotne wyzwania. Największe bariery to prędkość operacji, wysokie koszty oraz trudności w skalowaniu procesu syntezy DNA. Aby przezwyciężyć te ograniczenia, naukowcy i inżynierowie opracowują kolejne innowacyjne rozwiązania, które mogą zrewolucjonizować sposób przechowywania danych.

Pierwszym kierunkiem jest zwiększenie szybkości dostępu do danych, co realizuje koncepcja „kasety” DNA. Tradycyjne archiwa DNA wymagają sekwencyjnego odczytu dużych partii informacji, co jest czasochłonne i niepraktyczne przy zarządzaniu ogromnymi zbiorami. Nowe podejście polega na integracji DNA z fizycznym nośnikiem – taśmą w kasecie, na której drukowane są wzory kodów kreskowych. Te kody pełnią rolę adresów logicznych, umożliwiając szybkie odnajdywanie i odzyskiwanie konkretnych plików w trybie swobodnego dostępu. W przeciwnym wypadku możliwy byłby jedynie dostęp sekwencyjny, czyli konieczność dekodowania całego zapisu, aby dotrzeć do jego krótkiego fragmentu. Dzięki temu archiwum DNA staje się bardziej funkcjonalne i pozwala na efektywne zarządzanie danymi w skali masowej.

Drugim obszarem innowacji jest redukcja kosztów energetycznych, co rozwiązuje metoda T-REX (Thermoset-REinforced Xeropreservation). Dotychczasowe systemy pamięci DNA wymagały przechowywania w niskich temperaturach, ponieważ cząsteczki DNA, podobnie jak każdy materiał biologiczny, są podatne na degradację w obecności wilgoci, wysokiej temperatury



Zdjęcie: Adobe Stock, Production Perig

Przechowywanie 1 ZB na tradycyjnych nośnikach wymaga milionów dysków i ogromnych serwerowni

i czynników chemicznych. Wysoka temperatura przyspiesza reakcje chemiczne, które mogą prowadzić do rozpadu wiązań w strukturze DNA, a wilgoć sprzyja hydrolizie, czyli rozkładowi cząsteczek. Aby temu zapobiec, stosowano chłodzenie – często w warunkach kriogenicznych lub w zamrażarkach laboratoryjnych – co gwarantowało stabilność materiału przez długie lata. T-REX eliminuje ten problem, hermetyzując DNA w hydrofobowym polimerze termoutwardzalnym, który zapewnia odporność na wilgoć i wysoką temperaturę. Dzięki temu możliwe jest stabilne przechowywanie DNA w temperaturze do 75°C, bez konieczności wymuszonego chłodzenia. To rozwiązanie nie tylko obniża koszty, ale także upraszcza logistykę i zwiększa skalowalność tej technologii.

Rozwiązanie Atlas Eon 100 jest odporne na impulsy elektromagnetyczne, które mogą zniszczyć klasyczne urządzenia elektroniczne, co staje się coraz ważniejsze w obliczu zagrożeń związanych napięciami politycznymi na Świecie. Produkt ma być dostępny komercyjnie jako usługa premium dla dużych instytucji państwowych i prywatnych. Cena będzie początkowo wysoka, gdyż musi pokryć koszty rozwoju produktu, zapewni jednak

gęstość zapisu i niezawodność niedostępną dla innych metod trwałej archiwizacji.

W najbliższej przyszłości technologia pamięci DNA nie zastąpi pamięci operacyjnej ani dysków konsumenckich, ale ma ogromny potencjał, by zdominować sektor tzw. „zimnego przechowywania” (ang. Cold Storage), znanego również jako WORM (ang. Write Once Read Many – zapisz raz, odczytaj wielokrotnie). Eksperti przewidują jednak, że w ciągu najbliższych 5–7 lat pamięć DNA stanie się realnym rozwiązaniem dla instytucji, które potrzebują trwałego przechowywania danych typu WORM.

Rozwiązanie to ma kluczowe znaczenie w dwóch bardzo aktualnych obszarach. Pierwszym są zbiory metod i technik, które umożliwiają zrozumienie sposobu działania algorytmów AI (ang. AI Explainability Datastores) – archiwizacja pierwotnych danych szkoleniowych użytych do tworzenia modeli sztucznej inteligencji. Zapisanie ich w DNA gwarantuje, że pozostaną niezmienione i dostępne przez dziesięciolecia, co jest niezbędne dla prowadzenia audytów, zgodności z regulacjami oraz zapewnienia transparentności działania systemów AI. W erze rosnących wymagań dotyczących odpowiedzialności

stosowania algorytmów, takie archiwa stają się fundamentem zaufania do technologii.

Drugim obszarem są archiwa państwowe, wojskowe i kulturowe, obejmujące zabezpieczanie fundamentalnych zestawów danych naukowych – na przykład danych klimatycznych – oraz dziedzictwa cyfrowego na całe stulecia. Muzea, biblioteki narodowe czy instytucje badawcze potrzebują technologii, która zapewni trwałość i integralność informacji w perspektywie wielopokoleniowej.

DNA, dzięki swojej ultrakompaktowości, niezwyklej trwałości i zerowemu zapotrzebowaniu na energię po zapisaniu, ma wszelkie predyspozycje, by stać się nowym, „nieśmiertelnym” standardem archiwizacji cyfrowej. W porównaniu z tradycyjnymi nośnikami zaoferuje najniższy całkowity koszt posiadania dla danych przechowywanych w perspektywie stuleci. To rozwiązanie, które może całkowicie zmienić sposób, w jaki ludzkość chroni swoją wiedzę – od zasobów naukowych po kulturę – zapewniając jej bezpieczeństwo na tysiące lat bez konieczności migracji danych czy kosztownego utrzymania infrastruktury. Wystarczy zestaw miniaturowych kapsulek, których kilkadziesiąt zmieści się spokojnie w dłoni... ■

XXV KONFERENCJA SYSTEMY INFORMATYCZNE W ENERGETYCE

24-26.11.2026 / WISŁA

SIWE'26



ORGANIZATOR



PATRONAT MEDIALNY

ENERGIA
Elektryczna

W programie m.in.:

- wdrożenie CSIRE (aktualny stan prac),
- AI w zastosowaniach biznesowych,
- cyberbezpieczeństwo infrastruktury energetycznej,
- systemy łączności w energetyce,
- systemy akwizycji i przetwarzania danych,
- systemy wspierające obrót energią elektryczną,
- wsparcie IT dla zarządzania generacją rozproszoną,
- platformy transakcyjne usług elastyczności,
- aktualne wdrożenia w energetyce zawodowej.

Konferencji towarzyszyć będzie wystawa rozwiązań IT dla energetyki, warsztaty poświęcone AI oraz konkurs dla Uczestników wydarzenia.

Serdecznie zapraszamy do udziału w Konferencji!

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

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

Škoda Epiq

Elektryczny Crossover

Zdjęcie: <https://portal.skoda.pl/>

Projektanci postawili na pudełkowatą, funkcjonalną bryłę

Škoda Epiq to jeden z najbardziej oczekiwanych modeli w portfolio czeskiego producenta, zapowiadający nową erę w segmencie miejskich samochodów elektrycznych. Ten kompaktowy SUV łączy odważną, nowoczesną stylistykę, zaskakującą funkcjonalność oraz – co najważniejsze – obietnicę przystępnej ceny, porównywalnej do spalinowego modelu Kamiq. Epiq, którego produkcja seryjna ma ruszyć w połowie 2026 roku, ma wszelkie predyspozycje, by stać się nowym bestsellerem.

Nowa filozofia designu

Epiq jest pierwszym modelem, który w pełni realizuje nową koncepcję projektową Škody o nazwie Modern Solid. Stylistyka jest wyrazista, prosta i solidna.

Tech-Deck Face: charakterystyczny, czarny i podświetlany panel zastępuje tradycyjną atrapę chłodnicy. Ukryto w nim czujniki systemów wspomagających.

Charakterystyczne światła: reflektory do jazdy dziennej LED układają się w intrygujący kształt litery „T”, a główne reflektory (prawdopodobnie Matrix LED) umieszczono niżej, co nadaje autu masywny, a zarazem nowoczesny wygląd.

Kompaktowe wymiary: przy długości zaledwie 4,1 metra, Epiq zachowuje

zwrotność miejskiego auta, ale projektanci postawili na pudełkowatą, funkcjonalną bryłę.

Przestronność w kompakcie

Mimo miejskich gabarytów, Škoda Epiq zaskakuje przestronnością, typową dla większych modeli. To klasyczna cecha czeskiej marki w nowym, elektrycznym wydaniu.

- Długość; ok. 4,1 m; zwrotność w mieście.
- Bagażnik; 475 litrów; imponująca pojemność, większa niż w niejednym kompakcie.
- Miejsca; 5 osób; wygodne miejsce dla pięciu pasażerów.
- Dodatkowy schowek; frunk (ok. 25 litrów); dodatkowa przestrzeń pod przednią maską.

Wnętrze projektowano zgodnie z zasadą „Mobile First”, stawiając na minimalizm, funkcjonalność i cyfryzację. Nie zapomniano jednak o użytkownikach: duży ekran centralny i cyfrowe zegary sąsiadują z fizycznymi przyciskami i pokrętkami do obsługi kluczowych funkcji (np. klimatyzacji), co poprawia ergonomię i bezpieczeństwo. Nie zabrakło też sprytnych rozwiązań Simply Clever, jak haczyki na torby czy bezprzewodowa ładowarka w otwartym schowku.

Zasięg i technologia

Epiq powstanie na modułowej platformie z Grupy Volkswagen (prawdopodobnie MEB Entry), co zapewni dostęp do nowoczesnych technologii.

Zasięg szacowany – do 425 kilometrów (WLTP), co czyni go w pełni użytecznym nie tylko w mieście.

Bateria i moc: oczekiwane są dwie opcje akumulatorów (np. 38 kWh i 56 kWh). Mocniejsza wersja silnika elektrycznego ma osiągać 211 KM, zapewniając dynamiczne przyspieszenie.

Ładowanie: funkcja szybkiego ładowania DC (10-80% w ok. 20 minut) oraz dwukierunkowe ładowanie (V2L – Vehicle-to-Load), które pozwala wykorzystać samochód jako mobilny magazyn energii, zasilając np. sprzęt kempingowy lub oddając energię do domowej sieci.

Cena ma przekonywać

Najważniejszym elementem strategii Škody Epiq jest cena. Producent deklaruje, że bazowa wersja ma być porównywalna cenowo ze spalinowym crossoverem Škoda Kamiq. To stawia Epiq w bardzo korzystnej pozycji na rynku, pozycjonując go jako jednego z najbardziej dostępnych cenowo elektrycznych SUV-ów na rynku. Ma to na celu masowe wprowadzenie elektromobilności, zwłaszcza w Europie.

Produkcja modelu Epiq będzie odbywała się w hiszpańskiej fabryce w Navarze, wspólnie z bliźniaczymi modelami z rodziny Electric Urban Car Family (EUCF) – Cupra Raval i Volkswagen ID. Cross.

Škoda Epiq to więcej niż nowy model – to kompaktowy, elektryczny SUV o ogromnym bagażniku, nowoczesnej stylistyce i cenie, która ma skusić rzesze kierowców do przesiadki na prąd. Zapowiada się prawdziwy hit w 2026 roku.

Kasper Teszner
Biuro PTPiREE

Konferencja „Linie i stacje elektroenergetyczne”



Zdjęcia: PTPIREE

Otwarcie konferencji

W dniach 8–9 października br. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zorganizowało piątą edycję konferencji „Linie i stacje elektroenergetyczne”. W wydarzeniu uczestniczyło ponad 420 osób, reprezentujących przede wszystkim operatorów systemów dystrybucyjnych, ośrodki naukowe oraz producentów związanych z infrastrukturą sieciową.

Konferencja poświęcona była roli sieci elektroenergetycznych w transformacji energetycznej oraz praktycznym doświadczeniom operatorów w zakresie modernizacji, utrzymania i rozwoju sieci elektroenergetycznych. Przedstawione prognozy obciążenia systemu wskazują na silny wzrost zapotrzebowania do 2040 r., co wymaga istotnego przyspieszenia inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Podkreślono także, że szybki rozwój OZE jest ekonomicznie korzystniejszy niż spowolnienie transformacji – pod warunkiem, że modernizacja i rozbudowa sieci będą prowadzone równolegle.

Dużo miejsca poświęcono roli operatorów systemów dystrybucyjnych. Przedstawione dane potwierdzają wzrost

nakładów inwestycyjnych, z dominującym udziałem inwestycji w sieci SN oraz w przyłącza dla nowych odbiorców i źródeł. Jako priorytety wskazano: budowę nowych stacji na poziomie WN/SN i SN/nn, zwiększanie mocy transformatorów, rozbudowę linii wyższych napięć, kablowanie sieci SN i nn oraz rozwój automatyki, telemechaniki, systemów SCADA i zaawansowanych systemów pomiarowych. Podkreślano, że większość przerw w dostawach energii i wpływu na wskaźniki niezawodności pochodzi z sieci SN, szczególnie na obszarach wiejskich, co uzasadnia koncentrację wysiłków właśnie na tym poziomie napięcia.

Ważnym zagadnieniem były prace nad standaryzacją elementów sieci elektroenergetycznych. Podkreślano, że bez ujednolicenia podstawowych komponentów infrastruktury – kabli, stacji, słupów, fundamentów i osprzętu – modernizacja sieci będzie wolniejsza, droższa i bardziej wymagająca w eksploatacji. Przedstawiono kierunki prac standaryzacyjnych prowadzonych w ramach PTPIREE, obejmujące m.in. kable SN i nn oraz plan

wprowadzenia jednolitych dla wszystkich OSD wymiarów zewnętrznych stacji SN. Na poziomie najwyższych napięć zaprezentowano system specyfikacji technicznych dla linii, który ogranicza liczbę wariantów konstrukcyjnych, upraszcza projektowanie oraz przyspiesza usuwanie awarii.

Dużym blokiem tematycznym był zagadnienie rezygnacji z używania sześciopierwotnego fluorku siarki (SF_6) w aparaturze elektroenergetycznej – głównie w rozdzielnicach i wyłącznikach średniego i wysokiego napięcia. W odpowiedzi na nowe regulacje unijne przedstawiono rozwiązania rozdzielnic SN i aparatury WN w izolacji stało-powietrznej, suchego powietrza oraz mieszanin gazowych o niskim śladzie klimatycznym. Podkreślano, że technologie „bez SF_6 ” zachowują porównywalne gabaryty, parametry zwarciove i sposób obsługi jak klasyczne urządzenia, a ich wdrożenie wymaga przede wszystkim zmiany polityki zakupowej i zapisów w standardach technicznych, a nie rewolucji projektowej. Równolegle zaprezentowano prefabrykowane stacje transformatorowe przystosowane do nowych potrzeb – przyłączania OZE, stacji ładowania czy źródeł rozproszonych.

W części poświęconej pomiarom i jakości energii omówiono nowoczesne sensory napięciowe i prądowe małej mocy oraz zintegrowane bramki pomiarowe. Rozwiązania te łączą funkcję rozliczeniową z pełną analizą jakości zasilania (harmoniczne, migotanie napięcia, zapady, przetężenia) oraz komunikacją z systemami nadrzędnymi. Podkreślano, że w warunkach dużego udziału generacji rozproszonej i odbiorów wrażliwych pomiar nie może ograniczać się do klasycznego licznika – musi być elementem systemu monitoringu i sterowania siecią SN.

Przedstawiono także wyniki analizy wpływu prowadzenia linii nn – w tym samym pasie technologicznym co kable WN – na prądy w żyłach powrotnych, straty



W wydarzeniu uczestniczyło ponad 420 osób

oraz napięcia dotykowe, zwracając uwagę na krytyczną rolę sposobu uziemiania i geometrii ułożenia kabli. Przedstawiono także różnice w projektowaniu linii prądu przemiennego i stałego najwyższych napięć oraz argumenty na rzecz szerszego wykorzystania przesyłu DC przy połączeniach dalekosiężnych i transgranicznych.

W temacie projektów współfinansowanych ze środków unijnych, na przykładzie dużych inwestycji sieciowych pokazano, że kluczowe ryzyka wiążą się nie tylko z techniką, ale z reżimem zamówień publicznych: przy inwestycjach zbliżonych wartością do progów unijnych konieczne jest od początku stosowanie pełnych procedur, w przeciwnym razie realne jest ryzyko wysokich korekt finansowych już po zakończeniu projektu. Wskazano też na długotrwałe procedury przetargowe, wymogi środowiskowe i bardzo szczegółowe kontrole jako element, który trzeba uwzględnić w harmonogramach inwestycji.

W części poświęconej zarządzaniu majątkiem sieciowym zaprezentowano rozwiązania predykcyjne dla sieci kablowej

SN. Opisano systemy integrujące dane GIS, historię awarii, koszty napraw, wpływ na wskaźniki niezawodności oraz wyniki badań diagnostycznych, które służą do wyznaczania krzywych starzenia, prognoz czasu do uszkodzenia oraz macierzy ryzyka dla poszczególnych relacji kablowych. Dzięki temu operator może tworzyć racjonalne rankingi wymian i remontów, koncentrując środki na odcinkach o najwyższym ryzyku, co przekłada się na obniżenie SAIDI/SAIFI i kosztów awarii.

Osobny wątek dotyczył cyfryzacji stacji elektroenergetycznych. Zaprezentowano koncepcje „cyfrowych listew” i lokalnych koncentratorów sygnałów, które zamieniają liczne sygnały dwustanowe i analogowe na obiekty komunikacyjne zgodne z nowoczesnymi standardami stacyjnymi. Rozwiązania tego typu redukują ilość okablowania miedzianego, upraszczają dokumentację i projektowanie oraz ułatwiają późniejsze modyfikacje stacji. Uzupełnieniem są przekładniki i czujniki z wyjściem cyfrowym integrowane bezpośrednio z systemami stacyjnymi.

Podsumowując, konferencja potwierdziła, że bez istotnego zwiększenia możliwości sieci przesyłowych i dystrybucyjnych nie uda się zrealizować ambitnych scenariuszy transformacji przy akceptowalnych kosztach. Standaryzacja rozwiązań technicznych pozostaje kluczowym warunkiem przyspieszenia inwestycji i utrzymania kontroli nad kosztami. Technologie wolne od gazów o wysokim śladzie klimatycznym oraz zaawansowane pomiary i cyfryzacja stacji nie są już obszarem pilotaży, lecz nowym standardem. Największym wyzwaniem pozostaje dziś skala i tempo wdrożeń.

Tradycyjnie konferencji towarzyszyła również wystawa producentów i dystrybutorów związanych z tematyką sieci i stacji elektroenergetycznych. W tym roku uczestnicy mogli na 25 stoiskach zapoznać się z ofertą firm oraz uzyskać szczegółowe informacje na temat prezentowanych produktów i rozwiązań.

Jarosław Tomczykowski
Biuro PTPiREE

XXIV Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SIwE'25

W dniach 4-6 listopada 2025 r. w Wiśle odbyła się, organizowana przez PTPIREE, XXIV Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SIwE'25.



Zdjęcia: PTPIREE

Konferencję otworzyła Katarzyna Zalewska-Wojtuś, Dyrektor Biura PTPIREE

Wydarzenie odbywa się corocznie. Pierwszą edycję zorganizowano w Mikołajkach w 2002 roku i poświęcono głównie system billingowym i obsłudze płatności masowych. Przez lata tematyka ewoluowała, starając się odpowiadać zmieniającym się realiom funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dyskutowaliśmy m.in. o: płatnościach masowych, billingu, wdrożeniu TPA, obsłudze klienta, konsolidacji systemów informatycznych, paszportyzacji sieci, zarządzaniu rozproszonymi źródłami energii, cyberbezpieczeństwie, ochronie danych osobowych. Przez ten czas Konferencja SIwE stała się największym

i najważniejszym spotkaniem branży energetycznej w obszarze informatyki.

Tegoroczna edycja poświęcona była przede wszystkim cyfryzacji sieci, sposobom pozyskiwania i przetwarzania dużych ilości danych, systemom łączności oraz cyberbezpieczeństwu, zwłaszcza w kontekście europejskiej dyrektywy NIS 2 i nowelizacji UKSC. Partnerem Konferencji była firma ESMETRIC, Sponsorem Generalnym firma APATOR, a sponsorami firmy: SNOWFLAKE, SCHNEIDER ELECTRIC oraz ALMA. W konferencji wzięło udział około 670 uczestników ze 153 firm, z czego ponad 370 reprezentowało energię zawodową. W ramach konferencji

przedstawiono 33 referaty, a 27 firm przygotowało stoiska promocyjne.

W dniu „0” konferencji, wywodzącym się jeszcze z czasów działalności Komisji ds. IT działającej w strukturach Towarzystwa, odbyło się 9 prezentacji poświęconych m.in.: licznikom zdalnego odczytu, systemom łączności TETRA i 5G, platformom do zarządzania siecią elektroenergetyczną i szeroko rozumianemu cyberbezpieczeństwu. Dzień zakończyła dyskusja poświęcona dyrektywie NIS 2 i nowelizacji ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (UKSC).

Pierwszego oficjalnego dnia konferencję otworzyła Katarzyna Zalewska-Wojtuś, Dyrektor Biura PTPIREE. Następnie mieliśmy możliwość wysłuchania niezwykle interesującej prezentacji Andrzeja Pilaszka pt. „Plan awaryjny”. Mimo, że referat dotyczył głównie systemów informatycznych oraz sztucznej inteligencji, okazał się także receptą na szczęśliwe życie. Kolejne referaty dotyczyły cyberbezpieczeństwa, a pierwszą część dnia zakończyła sesja przygotowana przez partnera i sponsorów konferencji, poświęcona głównie sposobom pozyskiwania danych w elektroenergetyce, metodom zapewnienia ich jakości i bezpieczeństwa oraz przykładom konkretnych platform do ich przetwarzania. W drugiej części dnia wygłoszono jeszcze szereg prezentacji poświęconych m.in.: łączności LTE 450, paszportyzacji sieci, zarządzaniu brygadami w terenie, CSIRE,



W konferencji wzięło udział około 670 uczestników ze 153 firm

przedstawiono także przykłady zarządzania siecią elektroenergetyczną w krajach nordyckich wykazujących podobieństwo do polskiego.

W ostatnim dniu konferencji odbyła się jedna sesja, poświęcona aktualnym wdrożeniom IT w przedsiębiorstwach energetycznych. Przedstawiono m.in.: portal planowanych wyłączeń i awarii, zintegrowany system diagnostyki sieci kablowych, wykorzystanie AI w Zintegrowanym Systemie Diagnostyki Sieciowej oraz „cyfrowego bliźniaka” jako element rewolucji cyfrowej w OSD.

Przez 24 lata swego trwania konferencja SIWE stała się największym branżowym wydarzeniem dotyczącym wykorzystania systemów informatycznych w przedsiębiorstwach energetycznych. Jest nie tylko doskonałym miejscem do prezentacji swego portfolio, ale dzięki swej skali także idealnym miejscem do szerokiej dyskusji z innymi uczestnikami konferencji.

I właśnie dzięki takim rozmowom miało okazję skonfrontować się z wieloma

opiniami, zupełnie odmiennymi od moich na temat dalszego kierunku integracji informatyki i energetyki. Nie da się streścić wszystkich rozmów, więc przytoczę tylko dwie opinie, wygłoszone przez przedstawicieli OSD na sali plenarnej, które miały ciąg dalszy już w kuluarach. Obie dotyczyły ilości danych przetwarzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne: pierwszy z prelegentów uznał, że danych jest zdecydowanie zbyt dużo i dalsze zwiększanie ich ilości nie zwiększy w istotny sposób jakości funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, drugi z prelegentów stwierdził natomiast, że danych jest zdecydowanie zbyt mało. Cała różnica między tymi wypowiedziami dotyczyła tego, że pierwszy z prelegentów mówił o danych pomiarowych zbieranych z liczników zainstalowanych u odbiorców energii elektrycznej, natomiast drugi mówił o danych diagnostycznych zbieranych z urządzeń zainstalowanych w sieci elektroenergetycznej. Myślę, że obaj rozmówcy mieli rację, zwłaszcza jeśli mówimy o danych diagnostycznych. Jeśli

zależy nam na zwiększeniu bezpieczeństwa pracy sieci i zapobieganiu awariom, powinniśmy użyć do tego zaawansowanych algorytmów (z premedytacją nie piszemy tutaj o „AI”), które możemy „wytrenować” na danych historycznych. A akurat takich danych, wbrew pozorom, nie posiadamy zbyt wiele. Tworzy to przestrzeń współpracy pomiędzy poszczególnymi OSD w zakresie wymiany takich danych albo stworzenia jednej wspólnej bazy dotyczącej danych diagnostycznych i eksploatacyjnych różnych elementów sieci.

Mamy nadzieję, że wydarzenie spełniło Państwa oczekiwania i już teraz zapraszamy na XXV, jubileuszową edycję konferencji SIWE, która odbędzie się w dniach 24-26 listopada 2026 r. w Wiśle. Na pewno pojawi się na niej temat CSIRE, przeprowadzimy test Turinga, podyskutujemy o „AI” i przedstawimy aktualne wdrożenia w energetyce zawodowej.

Sebastian Brzozowski
Biuro PTPiREE

Konferencja PTPIREE

Usługi elastyczności – nowa rola OSD na rynku energii



energetyki – celu, do którego wszyscy dążą, ale który „zobaczą” tylko ci, którzy podchodzą do tematu odpowiedzialnie.

W pierwszej części, poświęconej bilansowaniu i prognozom, wskazano, że ciężar transformacji w coraz większym stopniu koncentruje się na poziomie dystrybucji. Większość nowych, rozproszonych źródeł jest przyłączana do sieci OSD, a więc to tam widać skutki zmienności generacji, ograniczeń i lokalnych przeciążeń. Omawiano typowe konsekwencje niezbilansowania oraz rosnącą częstotliwość sytuacji, w których system musi reagować szybciej i bardziej precyzyjnie. Podkreślano, że wraz ze wzrostem udziału OZE rośnie potrzeba narzędzi pozwalających ograniczać redukcje nierynkowe i zastępować je rozwiązaniami rynkowymi oraz operacyjnymi – od lepszego sterowania odbiorem, przez większą elastyczność jednostek wytwórczych, po magazynowanie i zasoby dostosowujące się do profilu generacji. Zwracano również uwagę, że bez zapewnienia obserwowalności i sterowalności zasobów rozproszonych oraz wzmocnienia koordynacji działań OSP–OSD podjęcie to nie będzie możliwe do wdrożenia w szerszej skali.

Istotnym punktem konferencji był panel dyskusyjny, który połączył perspektywę regulatora, administracji, OSD i ekspertów wokół pytania o elastyczność jako priorytet integracji OZE – w szczególności, jak przejść od pilotaży do działającego rynku elastyczności w Polsce. W panelu

Konferencję otworzył Prezes Energa-Operator Robert Świerzyński

IV Konferencja PTPIREE „Usługi elastyczności – nowa rola OSD na rynku energii” odbyła się w Warszawie w dniach 3–4 grudnia 2025 r. i była poświęcona zagadnieniom związanym z rosnącą rolą elastyczności jako narzędzia zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci oraz optymalizacji kosztów i tempa rozbudowy infrastruktury w warunkach wzrostu udziału OZE w miksie energetycznym.

Wydarzenie otworzył Prezes Energa-Operator Robert Świerzyński, który

odniósł się do przyspieszenia zmian w energetyce – decentralizacji wytwarzania, dynamicznego rozwoju OZE oraz nowych technologii i zachowań odbiorców (m.in. prosumenci, magazyny energii, elektromobilność) – podkreślając, że wymusza to odejście od tradycyjnego modelu zarządzania siecią. Zaznaczył również, że elastyczność należy traktować jako inwestycję w stabilność i komfort odbiorców. Nawiązał przy tym do elastyczności jako przysłowiowego „świętego Graala”



W panelu udział wzięli: Dyrektor Radosław Bociek z Ministerstwa Energii, Dyrektor Małgorzata Kozak z Urzędu Regulacji Energetyki, Prezes PTPIREE Maciej Mróz, Prezes Robert Świerzyński, Dyrektor Michał Izdebski z Instytutu Energetyki PIB, Dyrektor Piotr Ordyna z TAURON Dystrybucji oraz Dyrektor Katarzyna Zalewska-Wojtuś z Biura PTPIREE

udział wzięli: Dyrektor Radosław Bociek z Ministerstwa Energii, Dyrektor Małgorzata Kozak z Urzędu Regulacji Energetyki, Prezes PTPIREE Maciej Mróz, Prezes Robert Świerzyński, Dyrektor Michał Izdebski z Instytutu Energetyki PIB oraz Dyrektor Piotr Ordyna z TAURON Dystrybucji. Dyskusję moderowała Dyrektor Katarzyna Zalewska-Wojtuś z Biura PTPIREE. W dyskusji wywołano przede wszystkim kwestie oceny potrzeb elastyczności i oczekiwań regulacyjnych, przygotowywanych ram systemowych w horyzoncie najbliższych kilku-nastu miesięcy oraz tego, w jaki sposób elastyczność ma być włączona do planowania rozwoju sieci. Poruszono również zagadnienia współpracy OSP-OSD w instrukcjach, roli odpowiedzi odbioru oraz potencjału elastyczności w obszarach powiązanych z elektroenergetyką, m.in. w ciepłownictwie.

W sesji „Doświadczenia OSD” pokazano, że elastyczność zaczyna przyjmować formę konkretnych produktów i procedur wdrażanych w IRIESD i taryfach. Wskazano na praktyczny cel takich usług: stabilizację pracy lokalnych sieci SN i nn, ograniczanie problemów napięciowych i przepływowych, wsparcie integracji OZE, magazynów oraz elektromobilności, a w

konsekwencji poprawę jakości i niezawodności zasilania. Jednocześnie zaakcentowano wątek rozliczeniowy – bez wiarygodnego sposobu wyznaczania punktu odniesienia (baseline) rynek szybko zamienia się w spór o to, co było realną usługą, a co jedynie efektem ubocznym lub manipulacją.

W części dotyczącej aspektów regulacyjnych przedstawiono i uporządkowano dostępne narzędzia dla OSD: od rozwiązań technicznych i automatyki sieciowej, przez lokalne mechanizmy zakupowe, elastyczne podejścia do przyłączeń oraz współdzielenia infrastruktury (cable pooling). Wskazywano, że same zmiany prawne i nowe typy umów nie wystarczą do zbudowania rynku bez spójnych zasad kontraktowania, koordynacji działań i rozliczeń.

Drugi dzień poświęcono zagadnieniom elastyczności od strony popytu i technologii. Zwracano uwagę na rosnącą presję na sieć w miastach (m.in. elektromobilność, nowe typy odbiorów, duża gęstość przyłączeń) oraz na ograniczenia klasycznych inwestycji, takie jak wysokie koszty, brak przestrzeni i długi czas realizacji. W tym kontekście elastyczność przedstawiano jako sposób na lepsze

wykorzystanie istniejącej infrastruktury, szczególnie w sieciach niskiego napięcia.

Z perspektywy rynku wskazywano na główne bariery rozwoju DSR i agregacji, w tym brak stabilnych bodźców finansowych, niejasne zasady łączenia różnych usług. Jednocześnie podkreślano, że elastyczność rynkowa nie zadziała bez elastyczności technicznej – pomiarów, telemetrii, automatyki i urządzeń umożliwiających operatorowi realne sterowanie parametrami sieci. Dodatkowo wskazano na przykłady odbiorców, którzy mogą dostarczać elastyczność przy okazji optymalizacji kosztów i niezawodności, oraz wątek magazynów energii u prosumentów jako zasobu odciążającego lokalne sieci, pod warunkiem zapewnienia jego sterowalności przejrzystych zasadach współpracy z OSD.

Konferencja wyraźnie pokazała, że potrzeba elastyczności nie wynika już z teorii, lecz z codziennej praktyki pracy systemu. Operatorzy dystrybucyjni mają pierwsze wdrożenia i doświadczenia, regulator oraz administracja regulują ramy działania, a rynek i technologia wskazują, co można wdrażać w szerszej skali.

Jarosław Tomczykowski
Biuro PTPIREE

Innowacje

Oszczędny superkomputer



Fugaku Next, to projekt nowego japońskiego superkomputera, który wielokrotnie przewyższy mocą obliczeniową obecne maszyny, ale... no właśnie, Next ma być pierwszą maszyną, która przeniesie komputery do tzw. kategorii zeta, czyli zdolności wykonywania ponad sekstyliona (1 i 21 zer) obliczeń na sekundę. Najpotężniejsze współczesne maszyny są 1000x słabsze. Tak ogromny wzrost mocy obliczeniowej pozwoli Japonii stać się czołą najbardziej złożonym wyzwaniem w dziedzinie sztucznej inteligencji i badań naukowych. Japońskie Ministerstwo Edukacji, Kultury, Sportu, Nauki i Technologii miało dwie możliwości – budować jednocześnie dziesiątki drogich, ale przeciętnych maszyn lub postawić na budowę jednego komputera, który przebiję wszystkie inne na świecie. Wybrano tę drugą opcję.

Ponieważ sztuczna inteligencja staje się coraz istotniejszym elementem postępu naukowego, zaangażowanie Japonii w rozwój superkomputera klasy zeta ma podkreślić determinację tego kraju do powrotu na pozycję lidera innowacji technologicznych, utraconą w 2022 r. Najszybszy japoński superkomputer Fugaku jest zainstalowany w RIKEN Center for Computational Science (R-CCS) w Kobe. Instalacja zajmuje 1920 metrów kwadratowych powierzchni użytkowej (co odpowiada czterem boiskom do koszykówki) i ma zapotrzebowanie na moc rzędu 30 MW. Maszyna jest co prawda nadal w pierwszej piątce światowych liderów obliczeniowych, ale oznacza to również konieczność wykonania przez Japończyków dużego skoku, aby przegonić najlepszych. Obliczenia wykonywane przez Fugaku istotnie wpłynęły na przyspieszenie odkrycia środków zaradczych przeciwko Covid-19. Testy symulacyjne były przez maszynę wykonywane 100x szybciej niż przez ówczesne konkurencyjne komputery. Jego prędkość można dziś porównać do

potencjału obliczeniowego 2 mln smartfonów dobrej klasy. Technologia jednak cały czas się rozwija i w ciągu 5 lat pracy osiągi Fugaku przestały błyszczeć z pełną mocą.

Budowa nowego superkomputera rozpocznie się w 2025 roku i potrwa aż 6 lat. Dlaczego tak długo? Po pierwsze projekt ma pochłonąć ponad 760 milionów dolarów. Po drugie sprzęt musi zostać pieczołowicie zaprojektowany i oprogramowany, aby uniknąć wąskich gardeł ograniczających wydajność i zapewnić kompatybilność z innymi japońskimi supermaszynami. Po trzecie i najważniejsze – komputer tysiąc razy szybszy powinien teoretycznie potrzebować nawet tysiąc razy więcej energii do działania, korzystając z obecnych technologii (czyli około 30 GW a więc tyle ile wynosi maksymalne zapotrzebowanie naszego kraju na moc).

Aby zasilić to monstrum już dziś, niezbędne byłoby 20 dużych reaktorów jądrowych lub setki milionów paneli słonecznych i magazyny o ogromnej pojemności. Te liczby należy oczywiście traktować jako absolutnie szacunkowe, gdyż przy takich założeniach finalny produkt nigdy nie powstanie. Japonia od czasu katastrofy elektrowni jądrowej w Fukushima w 2011 roku boryka się bowiem i bez niego z brakami niskoemisyjnej i zielonej energii elektrycznej.

Alternatywą jest skok technologiczny w wydajności stosowanych procesorów głównych, układów graficznych i pamięci masowych. Ogromnym doświadczeniem w tym zakresie dysponuje Fujitsu, któremu powierzono stworzenie architektury nowego superkomputera. W zespołach roboczych będą aktywnie uczestniczyć fachowcy z Intela, IBM-a, Nvidii i Hewlett-Packarda. Wyzwanie jest bowiem ogromne. Produkcją samych chipów zajmie się najprawdopodobniej tajwański TSMC, światowy lider w produkcji energooszczędnych układów

o rekordowej skali integracji, z którego usług korzysta nawet Intel. Obecne topowe procesory dla smartfonów i komputerów domowych są wykonywane w procesie 4 nm. Jeżeli TSMC będzie na czas gotowe z technologią 1 nm, wówczas plan Japończyków może się powieść, bo będzie to oznaczało zarówno znaczny wzrost zagęszczenia tranzystorów na płycie krzemowej, jak też istotny spadek jednostkowego zużycia energii. Oddzielny zespół roboczy przeanalizuje możliwości wykorzystania w nowej konstrukcji rozwiązań zaczerpniętych z komputerów kwantowych (tzw. Quantum AI) i neurokomputerów zorientowanych na przetwarzanie równoległe.

Niezależnie od tego, jaka będzie finalna moc obliczeniowa nowego superkomputera w Japonii, zapotrzebowanie na przetwarzanie danych ciągle rośnie. Znała firma Oracle dysponuje ponad 160 centrami danych na całym świecie, z których największe potrzebuje 800 MW mocy. Kolejne budowane centra mają mieć jednostkową moc rzędu 1 GW. Według badania opublikowanego w maju 2024 r. przez amerykański EPRI (Electric Power Research Institute) z Doliny Krzemowej, do 2030 roku centra danych mogą zużywać aż 9% energii elektrycznej wytwarzanej w USA – ponad dwukrotnie więcej niż obecnie. Wraz z rosnącym zużyciem energii wzrasta też ich zapotrzebowanie na wodę chłodzącą oraz emisja ciepła do atmosfery. Komputery, które miały pomóc ludzkości w bezpiecznym rozwoju są niestety znacznie częściej wykorzystywane do celów rozrywkowych i militarnych. Tym bardziej ważne jest więc optymalizowanie zużycia energii przez centra danych i ograniczanie ich wpływu na środowisko, choć dla producentów i dostawców usług oznacza to istną ekwilibrystykę w zakresie prowadzonych działań.

Krzysztof Hajdrowski

● 20-22 października
2026 roku, Wisła

VII Konferencja
„Linie i stacje
elektroenergetyczne
LiS'26”

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

● 24-26 listopada
2026 roku, Wisła

XXV Konferencja
„Systemy Informatyczne
w Energetyce
SIWE'26”

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

Szczegółowe informacje
o wydarzeniach
organizowanych
przez PTPIREE
publikowane są na stronie:
<https://ptpiree.pl/wydarzenia/>
Dział Szkoleń:
Sebastian Brzozowski
tel. 61 846-02-31
brzozowski@ptpiree.pl
Biuro PTPIREE:
ul. Wołyńska 22, 60-637
Poznań, tel. 61 846-02-00,
fax 61 846-02-09
ptpiree@ptpiree.pl



PTPIREE

POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU
I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

KREUJEMY

nowe rozwiązania

WSPIERAMY

zachodzące zmiany i wdrożenia
nowych technologii w elektroenergetyce

WYKONUJEMY

analizy prawne, techniczne i ekonomiczne

PROWADZIMY

działalność normalizacyjną, typizacyjną,
doradczą, wydawniczą i edukacyjną

ORGANIZUJEMY

specjalistyczne szkolenia, seminaria i konferencje

PRZYGOTOWUJEMY

wnioski o dotacje unijne na projekty energetyczne

INTEGRUJEMY

środowisko energetyków