

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

2/2025

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży



XXIV KONFERENCJA SYSTEMY INFORMATYCZNE W ENERGETYCE

4-6.11.2025

HOTEL GOŁĘBIEWSKI / WISŁA

SIWE'25



PTPiREE

ORGANIZATOR

PARTNER MERYTORYCZNY

PATRON MEDIALNY



W programie m.in.:

- cyberbezpieczeństwo infrastruktury energetycznej,
- systemy łączności w energetyce,
- CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii),
- automatyzacja procesu akwizycji i przetwarzania danych,
- systemy wspierające obrót energią elektryczną,
- wsparcie IT dla zarządzania generacją rozproszoną,
- platformy transakcyjne usług elastyczności,
- aktualne wdrożenia w energetyce zawodowej.

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

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



Szanowni Państwo

Z przyjemnością oddajemy w Państwa ręce lutowe wydanie „Energii Elektrycznej”, w którym przybliżamy kluczowe zagadnienia i aktualności z naszej branży. Rok 2025 stanowi kolejny krok w dynamicznej transformacji sektora, gdzie cyfryzacja, automatyzacja oraz cyberbezpieczeństwo odgrywają coraz większą rolę. Na znaczeniu zyskują również kwestie związane ze świadomością odbiorców energii elektrycznej.

I tak, w dziale „Rynek i regulacje” poruszamy kwestię liczników zdalnego odczytu – czy ich instalacja to jedynie wymóg prawa, czy też istotne narzędzie optymalizacyjne?

W działach prawnych przedstawiamy tradycyjny raport z aktualnych zmian legislacyjnych oraz analizujemy nowe regulacje wpływające na funkcjonowanie rynku energii. Przedstawiamy również aktualne informacje na temat Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), jego wdrożenia i wpływu na funkcjonowanie sektora. Nie zabraknie także tematów związanych z automatyzacją akwizycji i przetwarzania danych oraz platformami transakcyjnymi dla usług elastyczności.

W kolejnej rubryce omawiamy rolę systemów łączności w energetyce oraz wyzwania związanych z cyberbezpieczeństwem infrastruktury krytycznej.

Tradycyjnie w wydaniu nie mogło zabraknąć tematów związanych z elektromobilnością. W tym numerze przybliżymy Państwu szczegóły programu „NaszEauto”, który wspiera rozwój infrastruktury ładowania i popularyzację pojazdów elektrycznych w Polsce.

Lutowe wydanie to także okazja do refleksji nad historią oraz przyszłością Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, które świętuje 35-lecie swojego istnienia. Przybliżymy Państwu kluczowe momenty w historii Towarzystwa oraz jego wkład w rozwój polskiej energetyki.

Zapraszamy do lektury. Mamy nadzieję, że znajdziecie Państwo w tym wydaniu wiele interesujących treści, które będą inspiracją do dalszej dyskusji i wymiany doświadczeń w branży.

Katarzyna Zalewska-Wojtuś
Redaktor Naczelna

Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna”

– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

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

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

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

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

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

Data zamknięcia numeru: 28 lutego 2025 r.

Spis treści

Z DZIAŁALNOŚCI PTPIREE

4 35 lat historii

6 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

RYNEK I REGULACJE

11 Licznik zdalnego odczytu

– prawo czy obowiązek?

15 RAPORT

Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

17 PARAGRAF W SIECI

ELEKTROMOBILNOŚĆ

20 Program NaszEauto

ŁĄCZNOŚĆ

21 Podatność systemów łączności

23 FELIETON



Zdjęcie: Adobe Stock, 孤飞竹鹤

35 lat historii

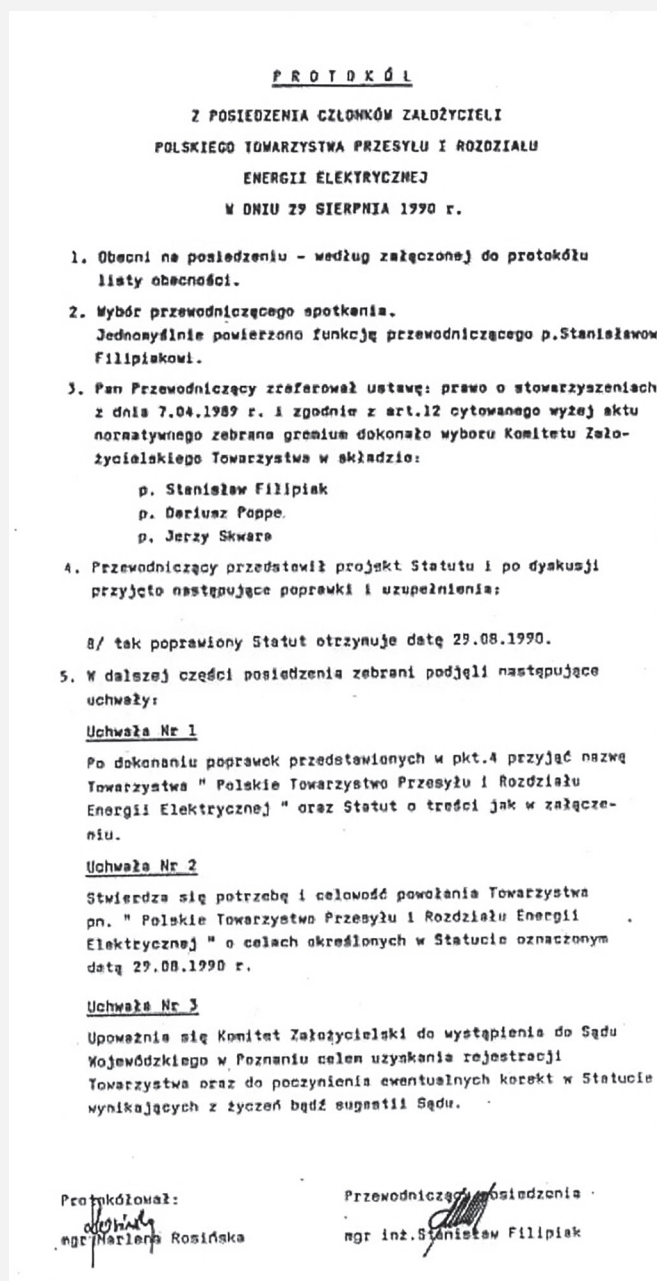


Rok 2025 to rok szczególny dla PTPIREE – jubileuszu 35-lecia powstania naszego stowarzyszenia. Nasza historia to opowieść o idei i potrzebie założenia organizacji, kamieniach milowych i kluczowych zagadnieniach, które wpisały się w historię elektroenergetyki sieciowej. To także korzystanie z doświadczeń w bieżących działaniach, ukierunkowanych na dynamiczny rozwój, innowacje i zaangażowanie w zrównoważoną przyszłość we współpracy z innymi podmiotami sektora. Z okazji jubileuszu chcemy podsumować dotychczasową drogę PTPIREE i spojrzeć w przyszłość, wypełnioną ambitnymi planami na kolejny czas. Być może dzięki temu przybliżymy części z Państwa działalność naszego Towarzystwa i odkryjemy takie obszary, o których dotychczas nie wiedzieliście.

Choć pomysł utworzenia Towarzystwa kiełkował od jakiegoś czasu, formalnie historia sięga 29 sierpnia 1990 roku, kiedy to w Baranowie niedaleko Poznania, w czasach transformacji ustrojowej i reorganizacji sektora energetycznego, dyrektorzy zakładów energetycznych podjęli kluczową decyzję o powołaniu Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Decyzja stanowiła zdecydowaną odpowiedź na wyzwania nowej rzeczywistości. Przy 33 zakładach energetycznych, potrzeba spójnej reprezentacji branży, integracji środowiska i współpracy w zakresie rozwoju sieci elektroenergetycznych, stały się priorytetem.

Dwa miesiące później, 8 października 1990 roku, Towarzystwo zostało oficjalnie zarejestrowane, a już 5 listopada w Straszynie koło Gdańska odbyło się I Zgromadzenie Krajowe. To wtedy określono zasady działania, powołano pierwsze komisje i zespoły robocze oraz jednogłośnie wybrano pierwszego Prezesa – Stanisława Filipiaka, który w Monografii powstałej z okazji 15-lecia PTPIREE tak wspominał narodziny Towarzystwa: „W burzliwych czasach przełomu lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych również energetyka podlegała bardzo intensywnym zmianom. (...) Poszczególne zakłady energetyczne i elektrownie stały się samodzielnymi podmiotami prawnymi. (...) Istotnym elementem przemawiającym za pomysłem stworzenia Towarzystwa było przekonanie, że energetyka nie przetrwa w tak rozproszonej strukturze, że wymogi systemu spowodują powstanie jakiejś organizacji centralnej do zarządzania systemem elektroenergetycznym, która w sposób naturalny będzie chciała ograniczyć naszą – dopiero co uzyskaną – samodzielność. Mając świadomość nieuchronności i konieczności takiego procesu, warto było pomyśleć o wspólnej reprezentacji dystrybucji”.

W dobie elektronicznych postępowań rejestrowych ciekawostką może być sposób rejestracji stowarzyszenia i przeprowadzenia rozprawy. Jak na łamach Monografii z okazji 15-lecia opisywał to Prezes Stanisław Filipiak: „Wezwano nas do małego pokoju, w którym nawet nie mieliśmy gdzie usiąść i w trakcie rozprawy – na szczęście krótkiej – musieliśmy odpowiadać na bardzo różne pytania sędziego. (...) Pojawił się szereg dziwnych (przynajmniej dla nas) pytań dotyczących celu działania, struktur, finansowania itd. Rozstrzygającą na naszą korzyść okazała się odpowiedź na



Protokół z posiedzenia Członków Założycieli PTPIREE

pytanie, czy w wyniku powstania Towarzystwa obniży się cena za prąd. Jak odpowiedzieć na tak postawione pytanie? Zastosowaliśmy sprawdzoną technikę i cierpliwie tłumaczyliśmy, jak to w wyniku wymiany doświadczeń wzrośnie nasza wiedza, a z nią zwiększy się wydajność, czego efektem będzie spadek kosztów”.

Na koniec 1990 roku Towarzystwo miało już 88 członków zwyczajnych i 17 członków wspierających.



1992 rok. Spotkanie Członków Założycieli PTPIREE

Od początku funkcjonowało jako platforma wymiany doświadczeń, ale także realnie kształtowało standardy działania branży. Już w pierwszych latach działalności Towarzystwo odegrało znaczącą rolę w opiniowaniu raportów rządowych dotyczących reorganizacji sektora elektroenergetycznego w Polsce. W 1992 roku powstał m.in. raport „Reorganizacja sektora elektroenergetycznego w Polsce”, który był odpowiedzią na przygotowaną w ramach Ministerstwa Przemysłu opinię o kierunkach restrukturyzacji elektroenergetyki. Raport wskazywał m.in. na potrzebę uchwalenia pakietu uregulowań prawnych, w tym ustawy Prawo energetyczne, powołania i ustalenia zakresu działania Agencji Regulacyjnej, określenia taryf hurtowych, jak też wyznaczenia struktury cen energii elektrycznej.

Istotnym krokiem w przekształcaniach w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej były pierwsze prywatyzacje spółek dystrybucyjnych. Tutaj także znaczące były wcześniejsze działania prowadzone w ramach Towarzystwa. Spotkania konsultacyjne, obrady Rady Towarzystwa i spotkania dyrektorów oraz posiedzenia komisji, zespołów i doraźnie powoływanych grup roboczych były platformą wymiany informacji, które mogły być następnie wykorzystane w procesie łączenia się spółek dystrybucyjnych w grupy prywatyzacyjne oraz przygotowania informacji dla potencjalnych inwestorów.

Oprócz działań z zakresu regulacji rynku energii, PTPIREE prowadziło szereg prac, które związane były z zagadnieniami technicznymi, zarządzaniem siecią oraz dystrybucją energii elektrycznej. Wspólnie ze zrzeszonymi spółkami podejmowane były również liczne inicjatywy informacyjno – edukacyjne. Szerzej o tych działaniach będziemy pisać w kolejnych wydaniach naszego czasopisma.

Mimo szerokiego zaangażowania w kwestie techniczne, regulacyjne i edukacyjne, PTPIREE to przede wszystkim silne spoiwo łączące różnorodne interesy branży i klarowny głos,



1993 rok. Zgromadzenie Krajowe Członków PTPIREE

który konsekwentnie reprezentuje ją na zewnątrz. Jesteśmy tam, gdzie ważą się kluczowe decyzje dotyczące przyszłości polskiej energetyki.

Przez trzy i pół dekady zdobyliśmy pewność, że w dziedzinie energetyki wpisana jest nieustanna ewolucja. Dlatego dziś, stojąc u progu nowych wyzwań związanych z cyfryzacją i automatyzacją sieci, dynamicznym rozwojem OZE i integracją sektorową, chcemy podkreślić, że przyszłość sektora zależy od otwartości na współpracę i zdolności do adaptacji. Przed nami kolejne wyzwania, które – podobnie jak przez ostatnie lata – podejmiemy wspólnie, starając się mówić jednym głosem. ■

Źródło:

Monografia – PTPIREE 1990–2005, Poznań, 2005 r.

25 lat z polską energetyką, 1990–2015, Poznań, 2015 r.

» Energa-Operator

Wymiana starych liczników przedpłatowych

Energa-Operator wymieni 85 tys. przedpłatowych liczników na zdalne. Nowe przedpłatowe urządzenia są proste w obsłudze i można je doładować aż na trzy sposoby, w tym przez smartfon. Użytkownicy zyskają też nowe możliwości, m.in. bieżącego monitorowania zużycia energii.

Największą zmianą zauważalną na pierwszy rzut oka jest brak tradycyjnej klawiatury, do wprowadzania „kodu z energią”. Została ona zastąpiona trzema nowymi metodami, które pozwolą w sposób łatwy i szybki „doładować” licznik. Dodatkowe dwie opcje to przekazywany przy montażu klientowi pilot oraz aplikacja na smartfon z systemem Android.

W sieci Energa-Operator zainstalowanych jest 85 tys. liczników przedpłatowych. Do końca 2026 roku wszystkie zostaną wymienione. Licznik przedpłatowy to typ licznika energii elektrycznej, który działa na zasadzie pre-paid, czyli umożliwia dostawę energii po wcześniejszym jej zakupie. Licznik pozwala zużywać tylko tyle energii na ile w danym okresie czasowym pozwala budżet domowy.

Model nowego licznika zdalnego odczytu z funkcją przedpłatową został opracowany wspólnie przez Energa-Operator oraz Apator SA. Nowy licznik nie wymaga wprowadzania jakichkolwiek zmian po stronie sprzedawcy oraz Energa-Operator. Istniejący system doładowania liczników oparty jest na komunikacji pomiędzy sieciami rozliczeniowymi, systemami billingowymi, a generatorem kodów Apator SA, który



Zdjęcie: Energa-Operator

Do końca 2026 roku Energa-Operator wymieni 85 tys. liczników przedpłatowych

przetwarza przesłane przez systemy dane na unikatowy kod rozpoznawany przez liczniki.

W przyszłości, gdy zostanie uruchomiony Centralny System Informacji Rynku Energii – CSIRE, możliwe będzie wyłączenie dotychczasowej funkcji przedpłaty, a urządzenia będą pracowały jako klasyczne liczniki zdalnego odczytu z komunikacją PLC i możliwością skorzystania z komunikacji zastępczej GSM. Wprowadzenie CSIRE otwiera drogę do nowych sposobów rozliczeń, w tym tych przedpłatowych, oferowanych przez sprzedawców energii, dostępnych dla każdego odbiorcy, u którego zamontowany został już licznik zdalnego odczytu. Energa-Operator zainstalowała już ponad 2,9 mln takich liczników, czyli u 86 proc. swoich klientów.

» PGE Dystrybucja

Rekordowe dofinansowania na modernizację

W ramach Perspektywy Finansowej 2021–2027, PGE Dystrybucja prowadzi intensywne działania zmierzające do pozyskania środków na inwestycje, z których część zakończyła się już sukcesem. W roku 2024 spółka realizowała 15 umów o dofinansowanie na rekordową kwotę w wysokości ponad 960 mln zł. Ponadto, spółka oczekuje na podpisanie trzech kolejnych umów o dofinansowanie o wartości dotacji przekraczającej 343 mln zł, z Programu Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej. Dodatkowo, trzy kolejne wnioski na dofinansowanie o wartości 245 mln zł przeszły pozytywną ocenę i niebawem zostaną przekute w kolejne granty.

Jednym z kluczowych obszarów działalności PGE Dystrybucja w 2024 roku były projekty dofinansowane w ramach Programów Priorytetowych Funduszu Modernizacyjnego, którego operatorem jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

W 2024 roku spółka zakończyła realizację projektu pt. „Modernizacja stacji 220/110-15 kV Zamość”. Łączne nakłady to 48 mln zł, z czego ponad 27,5 mln zł pokryła dotacja. Dotacja ponad 148 mln zł ze środków Funduszu Modernizacyjnego wsparła także zasilenie terenu Euro-Park Stalowa Wola. W ramach Programu Priorytetowego Elektroenergetyka – Inteligentna infrastruktura energetyczna, PGE Dystrybucja realizuje też dwie umowy o dofinansowanie kupna i wymiany liczników, zgodnie z tzw. ustawą licznikową. Spółka zawarła również umowę o dofinansowanie przez NFOŚiGW budowy trzech magazynów energii: Warta, Jeziorsko i Cisna.

PGE Dystrybucja skutecznie ubiega się także o dotacje z Programów Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej 2021–2027 oraz Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021–2027, czego efektem jest 10 zawartych umów o dofinansowanie na łączną kwotę ponad 563 mln zł.

PGE Dystrybucja zawarła z Ministerstwem Klimatu i Środowiska 5 umów o dofinansowanie o łącznej wartości wsparcia sięgającej prawie 226 mln zł. Aby osiągnąć założony cel, spółka musi zrealizować aż 25 różnych zadań, m.in. budowę stacji i modernizację linii przesyłowych w Wyszku, Nisku, Biłgoraju, Kielcach, Chełmie, Łomży, Olecku, Radzynie Łukowie. Spółka w najbliższym czasie podpisze trzy kolejne umowy o dofinansowanie w tym programie, dla których łączna wartość dotacji przekroczy 343 mln zł. Licząc zatem z zawartymi wcześniej umowami, PGE Dystrybucja tylko z tego jednego programu zakontraktowała współfinansowanie swoich inwestycji środkami unijnymi w wysokości prawie 570 mln zł.

Kolejny program, z którego wspierane są działania PGE Dystrybucja, to Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko. Łączne zakontraktowane w jego ramach dofinansowanie to ponad 337 mln zł.

>> Energa-Operator

Sopot energetycznym laboratorium

Sopot został wybrany na testową lokalizację w projekcie badawczym „Sustenance”. Prowadzony przez Uniwersytet w Aalborgu w Danii projekt, w którym brała udział Energa-Operator, miał sprawdzić możliwości utworzenia lokalnych społeczności energetycznych. Głównym celem projektu „Sustenance” było utworzenie lokalnych społeczności energetycznych neutralnych pod względem emisji CO₂, produkujących również własną zieloną energię. W projekcie udział wzięło 21 partnerów z trzech krajów Unii Europejskiej oraz z Indii, wśród nich – Energa-Operator.

Koordinowany przez duński Uniwersytet w Aalborgu we współpracy z Indyjskim Instytutem Technologii w Bombaju (IITB) projekt „Sustenance” otrzymał dofinansowanie z unijnego programu Horyzont 2020 (z budżetem blisko 4 mln euro) oraz częściowo ze środków Departamentu Nauki i Technologii Rządu Indyjskiego (DST). Projekt realizowano w czterech krajach: Danii, Indiach, Holandii i Polsce. Państwa te mają różne lokalne zasoby energetyczne, zachowania odbiorców, warunki rynkowe i przepisy. Prace badawcze prowadzono w duńskiej wiosce Voerladergård, w Holandii na Uniwersytecie Twente oraz na osiedlach w Aardehuizen i Vriendenerf, z kolei w Polsce na terenie Własnościowej Spółdzielni Mieszkaniowej w Sopocie. W Indiach badania prowadzono w trzech lokalizacjach: na terenie kampusu Politechniki IITB w Bombaju (w stanie Maharashtra) oraz w wioskach Borakhai (w stanie Assam) i Barubeda (w stanie Jharkhand). W ramach projektu opracowano nowe rozwiązania technologiczne i energetyczne dla infrastruktury elektrycznej, ciepłej, wodnej, odpadowej i transportowej. Pozwolą one na transformację systemów energetycznych ze zwiększonym udziałem lokalnej energii odnawialnej. Jak podkreślają badacze, wszystkie działania wykazały dobry wpływ społeczno-ekonomiczny na lokalne społeczności, zapewniły przyjazne dla środowiska efekty oraz wsparcie dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego mieszkańców. W projekcie uwzględniono też aspekt socjologiczny, sprawdzający gotowość mieszkańców do podejmowania zmiany zachowania i dostosowania codziennej rutyny. Mieszkańcy biorący udział w projekcie podjęli się tego wyzwania, uruchamiając

sprzęty AGD (zmywarki czy pralki) lub ładując swoje pojazdy elektryczne w czasie, w którym produkcja energii elektrycznej z lokalnych źródeł OZE była największa.

W Polsce prace koordynował Instytut Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk przy współpracy z Energa-Operator, firmą STAY-ON Energy Management i Fundacją KEZO. W projekcie badaniami objęto 10-piętrowe bloki mieszkalne i jeden budynek administracyjny. Z uwagi na chęć całkowitego wyeliminowania gazu ziemnego z użytku domowego, po uzyskaniu zgody mieszkańców zdecydowano o usunięciu z mieszkań gazowych podgrzewaczy wody. Inwestycja ta wymagała modernizacji węzłów ciepłych. Koszty wszystkich prac pokryto ze środków własnych spółdzielni. Przy jednym z budynków zainstalowano także powietrzną pompę ciepła do wspomagania produkcji ciepłej wody użytkowej. Tam nadal będą trwały prace badawcze. Do budynku przyłączono także dwie stacje ładowania samochodów elektrycznych. Jedno z urządzeń wyposażone w technologię Vehicle to Grid (V2G), która umożliwia dwukierunkowy przepływ energii. W budynku administracyjnym zainstalowano dwie ładowarki do samochodów elektrycznych oraz magazyn energii elektrycznej. Część wymienionych instalacji sfinansowano z pozyskanego dofinansowania.

W ramach utworzonego prosumenta zbiorowego na dachu jednego z budynków zainstalowano moduły fotowoltaiczne. Pozwolą one na zmniejszenie kosztów za energię elektryczną u mieszkańców oraz posłużą do wspomagania zasilania wspólnej pompy ciepła i ładowarek EV. Inwestycję sfinansowano ze środków własnych mieszkańców i spółdzielni. Energa-Operator zmodernizowała lokalną stację SN/nn, która umożliwia teraz zaawansowane monitorowanie sieci niskiego napięcia i sterowanie nią oraz szybsze wykrywanie usterek. Dzięki przeprowadzonej analizie uzyskanych ze stacji danych pomiarowych możliwe było przetestowanie modeli prognozowania zużycia energii i inteligentnych systemów zarządzania energią EMS dla społeczności multienergetycznych. Pozwoli to na lepsze bilansowanie energii. Energa-Operator uzupełniła także brakujące liczniki zdalnego odczytu.

>> PGE Dystrybucja

Współpraca

z samorządami

Łódzki Oddział PGE Dystrybucja rozwija współpracę z samorządami oraz instytucjami działającymi na obsługiwanym przez siebie terenie. W ostatnim czasie spółka zorganizowała szkolenie dla pracowników księgowości z jednostek budżetowych podległych Urzędowi Miasta Łódź. Spotkanie, w którym wzięło udział ponad 450 uczestników, miało na celu przekazanie zgromadzonym najlepszej wiedzy i doświadczeń, które przełożą się na podniesienie efektywności energetycznej i optymalizacji kosztowej. W trakcie szkolenia zostały omówione takie zagadnienia jak taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej oraz procedura przyłączania do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja.

Szczególne zainteresowanie wzbudziła kwestia dobrych praktyk przy wyborze optymalnej taryfy dla danego odbiorcy – uczestnicy zwracali uwagę, jak wielkie może mieć to znaczenie dla minimalizowania opłat za energię elektryczną. W części dotyczącej problematyki przyłączania najwięcej zainteresowania wzbudziła kwestia określania optymalnej wnioskowanej mocy przyłączeniowej oraz szczegóły kolejnych etapów realizowania umowy przyłączeniowej. PGE Dystrybucja w ramach rozwijania dobrej współpracy z samorządami i instytucjami organizuje cykliczne tematyczne spotkania, szkolenia i ćwiczenia. Jedną z form takiego działania jest organizacja Forów Energetycznych, które odbędą się także w bieżącym roku. Biorą w nich udział przedstawiciele wszystkich jednostek samorządu terytorialnego z terenu działania każdego z siedmiu oddziałów PGE Dystrybucja. Konferencja, poświęcona omówieniu wspólnych działań lokalnych władz samorządowych i energetyków, cieszy się dużym zainteresowaniem. Poruszana tematyka, taka jak rozwój sieci elektroenergetycznych, czy prace eksploatacyjne mające na celu zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, pozwala na identyfikowanie trudnych tematów we współpracy i wypracowywanie możliwości ich rozwiązywania. ■

» TAURON Dystrybucja Rozbudowa systemu teletransmisyjnego

TAURON Dystrybucja rozbudowuje system teletransmisji. Inwestycję zasilili blisko 40 mln zł pozyskane z KPO. W ramach projektu TAURON Dystrybucja rozbudowuje system teletransmisji w standardzie MPLS-TP [ang. Multi-protocol Label Switching-Transport Profile] na terenie działania dziesięciu swoich oddziałów poprzez montaż i uruchomienie 300 kompletnych urządzeń MPLS TP w stacjach energetycznych i innych niewrażliwych lokalizacjach należących do spółki.

To krok milowy w rozwoju firmy w zakresie wykorzystania nowoczesnych technologii cyfrowych, pomagający zrealizować jej bieżące i przyszłe potrzeby. System teletransmisji MPLS TP to kompleksowa sieć, która obejmuje wiele urządzeń: w przypadku TAURON Dystrybucji mowa tu o docelowej liczbie wynoszącej nawet 800-900. Urządzenia te, połączone za pomocą kabli światłowodowych, umożliwiają przesyłanie bardzo dużych ilości danych z niezwykłą szybkością. Dzięki urządzeniom MPLS TP wraz z systemem ich zarządzania, powstanie nowoczesny, cyfrowy system teletransmisji.

System zapewni m.in.: automatyzację i zdalną pracę urządzeń w obiektach energetycznych, automatyczną rekonfigurację pracy sieci energetycznej SN i nn, diagnostykę i analizę pracy sieci, wzrost poziomu cyberbezpieczeństwa, implementację nowoczesnego Systemu Zabezpieczenia Technicznego, niezbędnego do ochrony infrastruktury krytycznej, cyfryzację zabezpieczeń linii energetycznych, pełny dostęp on-line do danych pomiarowych, możliwość pełnego wykorzystania inteligentnych liczników energii elektrycznej, cyfryzację systemów zabezpieczenia technicznego, możliwość budowy cyfrowego systemu łączności radiowej TETRA.

Projekt wpisuje się w wymagania związane z transformacją cyfrową gospodarki i sfery usług publicznych. Wynika również z przepisów prawa nakładanych na operatorów sieci dystrybucyjnej. ■

» Stoen Operator

Większe nakłady na modernizację

Jednym z priorytetów transformacji energetycznej jest rozwijanie nowoczesnych sieci elektroenergetycznych. Stała modernizacja i rozbudowa sieci to konieczność w działaniach operatorów systemów dystrybucyjnych, by zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii. Stoen Operator, który dostarcza energię do ponad miliona odbiorców na terenie Warszawy, na inwestycje sieciowe przeznaczył w 2024 roku rekordową kwotę 650 mln zł. Ponadto w ostatnich latach pozyskał łącznie ponad 186 mln zł wsparcia w ramach dotacji. W bieżącym roku spółka planuje ponowne znaczące zwiększenie budżetu własnego na ten cel. Zamierza także zasilić swoje zasoby inwestycyjne kolejnymi dofinansowaniami na kwotę blisko 100 mln zł.

Dla operatorów sieci dystrybucyjnych niezwykle istotne jest zewnętrzne wsparcie finansowe. W ubiegłym roku rekordowy budżet warszawskiego operatora przeznaczony na inwestycje sieciowe zasilili dodatkowo dwie znaczące dotacje. We wrześniu 2024 roku spółka uzyskała dofinansowanie w wysokości ponad 60 mln zł. Kwotę z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) Stoen Operator przeznaczył na kontynuację programu zastąpienia starych urządzeń do pomiaru zużycia energii nowoczesnymi licznikami zdalnego odczytu. Umożliwiła ona zakup i wymianę ok. 200 tys. urządzeń na terenie Warszawy. Dotacja była drugą przyznaną spółce na ten cel.

Rok wcześniej Stoen Operator pozyskał dofinansowanie w podobnej wysokości na realizację programu rozwoju infrastruktury inteligentnego opomiarowania AMI. Pod

koniec minionego roku spółka otrzymała także kolejne dofinansowanie NFOŚiGW w wysokości ponad 12 mln zł. Te środki zostaną przeznaczone na budowę rozproszonego systemu magazynowania w sieci Stoen Operator. Dotacja pozwoli operatorowi wybudować do 2028 roku aż 10 magazynów energii o mocy ok. 150 kW i pojemności 200 kWh.

Jednym z istotnych wyzwań, które stoi przed warszawskim dostawcą prądu, jest rosnące zapotrzebowanie na moc. Do niedawnego wzrost był na poziomie 1-2 proc. rocznie, jednak do 2030 roku może zwiększyć się aż 5-krotnie. Stoen Operator podkreśla, że tylko w Warszawie przyłączone i nadal podłączane centra danych potrzebują prawie 500 MW, a w ciągu najbliższych dziesięciu lat ten wskaźnik co najmniej podwoi się. Stolica wymaga również inwestycji w inteligentne sieci, projektów związanych z digitalizacją i wzrostem obserwowalności sieci dystrybucyjnej, a także inicjatyw, które zwiększą świadomość i zaangażowanie klientów w zakresie racjonalnego wykorzystywania dostarczanej energii. Nowoczesna i efektywna infrastruktura energetyczna będzie więc kluczowa dla transformacji miasta.

Rok 2025 będzie zatem kolejnym okresem intensywnych inwestycji dla stołecznego OSD. Świadczyć o tym może fakt, że Stoen Operator planuje zwiększenie budżetu na inwestycje, przekraczając historycznie najwyższe nakłady finansowe z ubiegłego roku. Firma zamierza także skupić się na pozyskiwaniu kolejnych dotacji, które są kluczowe dla funkcjonowania nowoczesnej i efektywnej sieci dystrybucyjnej. ■

» PGE Dystrybucja

Przyłączenie lotniska CPK do sieci

Centralny Port Komunikacyjny (CPK) i Łódzki Oddział PGE Dystrybucja podpisały umowę dotyczącą przyłączenia do sieci 110 kV lotniska CPK. Na początku 2030 roku Spółka zapewni lotnisku moc przyłączeniową o wartości 122 MW, a szacowana wartość umowy to ok. 10 mln zł. Zapotrzebowanie lotniska na energię będzie sukcesywnie rosło wraz z jego rozbudową i może osiągnąć nawet około 350 MW mocy. Docelowo CPK

planuje zostać operatorem systemu dystrybucyjnego, uwzględniając produkcję własną z OZE usytuowanych w najbliższym otoczeniu portu. Wśród inwestycji koniecznych do przyłączenia lotniska jest budowa rozdzielni 110 kV i wprowadzenie do niej przebudowanych wcześniej przez CPK linii 110 kV „Sochaczew – Żyrardów” oraz „Teresin – Bielnik”. Przebudowana zostanie także linia 110 kV „Sochaczew-Grodzisk”. ■

>> Stoen Operator

Nowy standard dla inteligentnego opomiarowania

Stoen Operator, przygotowując się do Fazy III Programu AML, rozpoczyna dialog techniczny z dostawcami. W ramach tego przedsięwzięcia stołeczny operator sieci dystrybucyjnej chce zapoznać się z najnowocześniejszymi rozwiązaniami na rynku, w tym z technologią G3 PLC Hybrid.

Na przełomie trzeciego i czwartego kwartału bieżącego roku spółka planuje uruchomić trzecie już postępowanie przetargowe na dostawy i usługi instalacji liczników energii elektrycznej. W realizowanych do tej pory Fazie I i II spółka postawiła na technologię G3 PLC IDIS. W kolejnym etapie rozważa wykorzystanie standardu hybrydowego – G3 PLC Hybrid. Oferuje on rozszerzone możliwości dla inteligentnych sieci i aplikacji IoT w jednej płynnie zarządzanej strukturze za pośrednictwem łączności przewodowej i bezprzewodowej.

W tym celu spółka rozpoczęła dialog techniczny z dostawcami inteligentnego opomiarowania. Trzecie postępowanie przetargowe ma wyłonić kontrahentów, z którymi Stoen Operator dostarczy i zainstaluje od 2027 roku ponad 300 tys. liczników zdalnego odczytu. Zgodnie z wytycznymi z nowelizacji ustawy prawa energetycznego,

do 4 lipca 2031 roku każdy odbiorca energii elektrycznej będzie miał zainstalowany licznik zdalnego odczytu. Z końcem bieżącego roku poziom inteligentnego opomiarowania powinien wynosić 35 proc. Stołeczny OSD zobowiązał się do montażu około 520 tys. nowoczesnych liczników do tego momentu. Na koniec 2027 roku około 880 tys. odbiorców stołecznego operatora zyska nowe urządzenia, a do końca 2028 roku już niemal milion gospodarstw domowych będzie wyposażonych w inteligentne opomiarowanie.

Spółka rozpoczęła Program AML w 2022 roku i dwa lata później zakończyła się Faza I, w której Stoen Operator zamontował inteligentne liczniki u 20 proc. odbiorców końcowych. Obecnie, w ramach Fazy II, stołeczny OSD planuje osiągnąć poziom 60 proc. wymienionych urządzeń do 2026 roku. W warszawskiej sieci obecnie jest zainstalowanych około 360 tys. liczników zdalnego odczytu. Montowane w tej fazie liczniki bazują na technologii G3 PLC IDIS z opcją komunikacji zastępczej LTE. Za realizację tych prac odpowiedzialne jest konsorcjum Esmetric i Elgama Elektronika oraz Kaifa Technology Netherlands. ■

>> PGE Dystrybucja

Ericsson zasili radiowe stacje bazowe

PGE Dystrybucja podpisała umowę z firmą Ericsson na dostawę blisko 600 Systemów Zasilania dla radiowych stacji bazowych i transmisyjnych węzłów agregacyjnych w ramach Programu LTE450. Umożliwi to uruchomienie pierwszych stacji bazowych sieci LTE450 na obszarze działania PGE Dystrybucja w połowie 2025 roku. Specjalne systemy zasilania awaryjnego dostarczone w ramach zawartej umowy zapewnią co najmniej 36-godzinne podtrzymanie pracy stacji bazowych.

Takie nowoczesne rozwiązanie gwarantuje jedną z podstawowych cech sieci LTE450 – odporność na awarie i długą autonomiczną pracę urządzeń w przypadkach zaników zasilania zewnętrznego. Sieć LTE450 dla sektora energetycznego umożliwi dostęp do danych z milionów połączonych urządzeń IoT, oferując jednocześnie usługi szerokopasmowe dla zarządzania siecią i umożliwiając

integrację odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, sieć LTE450 umożliwi realizację nowoczesnej łączności dyspozytorskiej.

Odbiorcy PGE Dystrybucja odczuwają korzyści z działania sieci łączności specjalnej LTE450, która będzie miała ogromne znaczenie w szczególności w sytuacjach awarii sieci elektroenergetycznej. Sieć LTE450 projektowana jest na podtrzymanie działania komponentów sieci – w tym stacji bazowych – przynajmniej na okres 36 godzin. Dzięki niej, w sytuacjach braku zasilania, możliwe będzie zapewnienie ciągłości monitorowania działania parametrów sieci i dyspozytorskiej komunikacji ze służbami pogotowia energetycznego. Przyczyni się to do szybszego usuwania awarii i przywracania dostaw energii elektrycznej odbiorcom. Inteligentne sieci dają także możliwość precyzyjnego zarządzania dostawami energii elektrycznej dzięki odbieraniu szczegółowych danych. ■

>> Enea Operator
Interwencyjna Dostawa
Mocy Czynnej

Interwencyjna Dostawa Mocy Czynnej (IDC) to pierwszy produkt Enei Operator służący poprawie elastyczności sieci. Wdrożenie IDC zwiększy potencjał zarówno systemu dystrybucyjnego jak i produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w szczycie generacji OZE.

Enea Operator we wskazanych wcześniej dniach i godzinach umożliwi klientom zwiększenie poboru mocy czynnej ponad wartość mocy umownej, do poziomu nieprzekraczającego mocy bezpiecznej, określonej przez spółkę. Klient korzystający z produktu nie poniesie dodatkowych opłat za przekroczenie mocy, a jednocześnie będzie miał możliwość zakupu tańszej, „zielonej” energii z OZE. Wartość mocy umownej można łatwo sprawdzić w szczegółowym rozliczeniu faktury.

Zasady funkcjonowania IDC zostały określone w pkt. IV.6. IRIESD, która jest dostępna na stronie internetowej spółki. Oferta skierowana jest do klientów z grup taryfowych A, B i C2, dla których moc umowna jest wyższa niż 40 kW. Najistotniejszym wymaganiem wobec klientów z wymienionych grup taryfowych jest odpowiednio wyposażony układ pomiarowy, który posiada funkcję automatycznej rejestracji danych pomiarowych i umożliwia ich pozyskanie w trybie zdalnym. Spółka w każdy czwartek będzie publikować na swojej stronie internetowej informacje dotyczące dni i godzin, w których klienci będą mogli korzystać z produktu IDC w kolejnym tygodniu. Na podstawie informacji publikowanych przez spółkę, klient będzie mógł zdecydować, czy w zaproponowanym mu przedziale czasu może i chce pobrać więcej mocy dla prowadzonej przez siebie działalności, bez dodatkowych kosztów związanych z opłatą za przekroczenie mocy umownej i skorzystać z możliwości zakupu taniej energii produkowanej przez OZE. ■

Informacje ze spółek opracowała
Marzanna Kierzkowska

X KONFERENCJA POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH 27-28 MAJA 2025 R., DŹWIRZYNO

ORGANIZATOR



SPONSORZY



PATRON MEDIALNY



Wybrane zagadnienia:

- wykorzystanie danych pochodzących z LZO oraz liczników bilansujących w praktyce, w tym wykorzystanie algorytmów sztucznej inteligencji;
- aspekty prawne i regulacyjne, w tym obowiązujące regulacje oraz projekty dotyczące opomiarowania;
- doświadczenia z bieżących wdrożeń LZO w Polsce i Europie;
- cyberbezpieczeństwo a infrastruktura krytyczna w obszarze inteligentnego opomiarowania;
- dedykowane aplikacje i rozwiązania wspierające służby operatorskie w zakresie układów pomiarowych;
- monitoring jakości energii elektrycznej;
- kompatybilność elektromagnetyczna urządzeń odbiorczych w kontekście komunikacji PLC w systemach klasy AMI;
- laboratoria AMI – przegląd interesujących badań i projektów;
- nowe technologie komunikacji dla odczytu liczników energii elektrycznej;
- sieć domowa – standardy oraz praktyczne implementacje.

Szczegółowe informacje: <http://pomiar.ptpiree.pl>

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

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań, tel. +48 61 846-02-00, fax: +48 61 846-02-09

Licznik zdalnego odczytu — prawo czy obowiązek?

3 lipca 2024 r. do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej wpłynął wniosek o wydanie orzeczenia w trybie prejudycjalnym w sprawie C-468/24¹. Przedmiotem postępowania głównego jest żądanie Netz Niederösterreich GmbH (operatora systemu elektroenergetycznego) nakazania pozwanej „tolerowania instalacji inteligentnego licznika”.

Sąd odsyłający, Landesgericht St. Pölten (sąd okręgowy w St. Pölten, Austria), rozpatrujący sprawę w ramach apelacji wniesionej przez pozwaną od wyroku pierwszej instancji, zwrócił się z wnioskiem o wydanie orzeczenia w trybie prejudycjalnym na podstawie art. 98 § 1 regulaminu postępowania przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej. W ramach wniosku zadano sześć pytań, w tym, czy art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE² należy interpretować w ten sposób, że operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany uwzględnić życzenie odbiorcy końcowego, aby nie instalować u niego licznika zdalnego odczytu i w zamian zainstalować licznik konwencjonalny.

Zadane pytanie okazuje się szczególnie istotne w świetle powszechnej instalacji liczników zdalnego odczytu zapoczątkowanej, formalno-prawnie³, ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁴. Dodany ustawą licznikową art. 11t wprowadza harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu, wskazując jako minimum wyposażenie w te liczniki 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych do końca 2028 r. Przepis ten stanowi implementację załącznika II do dyrektywy 2019/944. Szczegółowe wymagania

dla liczników zdalnego odczytu zostały zaś określone w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁵, tj. rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego⁶.

Prawa odbiorcy

Szereg instytucji prawnych wprowadzonych dyrektywą 2019/944 jest warunkowana posiadaniem licznika zdalnego odczytu. W dobie rosnących cen energii elektrycznej oraz konieczności zapewnienia suwerenności energetycznej kraju, rozwój OZE, ograniczenie zużycia energii elektrycznej oraz mechanizmy polegające na aktywizowaniu odbiorców końcowych na rynku energii są najskuteczniejszym narzędziem pozwalającym na zmiękczenie niekorzystnych następstw sytuacji geopolitycznej. Spośród takich instytucji warto wymienić chociażby umowę z ceną dynamiczną czy odpowiedź odbioru. Licznik zdalnego odczytu umożliwia m.in. energetykę prosumentką i może być wykorzystany do przedpłaconej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej. Pozwala on na szybką zmianę sprzedawcy na rynku energii (docelowo, tj. do końca 2026 r., techniczna zmiana sprzedawcy miałaby trwać nie dłużej niż 24 godziny), rozliczenie według rzeczywistego zużycia energii elektrycznej i lepsze zarządzanie tym zużyciem, a w efekcie może być skutecznym narzędziem dla zapewnienia efektywności

energetycznej. Zdalny odczyt danych pomiarowych prowadzi również do oszczędności i wygody związanej z brakiem konieczności fatygowania inkasentów. System pomiarowy umożliwia zaś odczyt wskaźników jakości energii elektrycznej zgodnie z pkt 2.1 załącznika nr 3 do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego, z czym związana jest bonifikata za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej.

W świetle prawa UE, powyższe instytucje prawne pozostają jednak w sferze praw odbiorcy końcowego oraz odpowiadających tym prawom obowiązków operatora systemu elektroenergetycznego.

Przepisy dyrektywy 2019/944, co do zasady, są zredagowane poprzez użycie sformułowania „państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi byli uprawnieni”. Zresztą sama istota przykładowo ww. praw nie nastręcza większych wątpliwości odnośnie fakultatywnego charakteru norm zaadresowanych do odbiorcy końcowego. Odbiorca końcowy nie musi uczynić użytku z przysługującego mu prawa. Może natomiast, na podstawie art. 11t ust. 6 uPe, wystąpić z wnioskiem do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o zainstalowanie mu licznika zdalnego odczytu poza ustawowym harmonogramem, w terminie czterech miesięcy od dnia wystąpienia, ponosząc związane z tym koszty.



Zdjęcie: Adobe Stock, Proxima Studio

Zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego stanowi warunek zapewnienia świadczenia usługi użyteczności publicznej w postaci dostaw energii elektrycznej

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego

Odmienne wygląda sytuacja przedsiębiorstwa energetycznego. Aby odbiorca końcowy miał możliwość skorzystania z uprawnień zagwarantowanych mu przepisami prawa powszechnie obowiązującego, po stronie przedsiębiorstwa energetycznego musi powstać odpowiadający temu prawu obowiązek. Taki obowiązek został określony m.in. w art. 11t ust. 1, 2 i 6 uPe. Na podstawie § 12 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷, operator systemu elektroenergetycznego został zobowiązany do instalacji układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego stanowi warunek zapewnienia świadczenia usługi użyteczności publicznej w postaci dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z art. 5 uPe, dostarczanie energii elektrycznej odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie umowy sprzedaży i umowy o

świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tej energii. Na gruncie prawa unijnego, potwierdzeniem obowiązku świadczenia usługi użyteczności publicznej przez przedsiębiorstwo energetyczne jest m.in. art. 9 ust. 2 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym państwa członkowskie mogą w ogólnym interesie gospodarczym nałożyć na przedsiębiorstwa działające w sektorze elektroenergetycznym obowiązki użyteczności publicznej, które mogą odnosić się do bezpieczeństwa, w tym również do bezpieczeństwa dostaw, regularności, jakości i ceny dostaw, a także ochrony środowiska, w tym również do efektywności energetycznej, energii ze źródeł odnawialnych i ochrony klimatu. Zgodnie zaś z art. 27 ust. 1 dyrektywy 2019/944, państwa członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, a także, jeżeli państwa członkowskie uznają to za stosowne, małym przedsiębiorstwom, możliwość korzystania z usługi powszechnej, a mianowicie prawo do dostaw energii elektrycznej o określonej jakości, na ich terytorium, po konkurencyjnych, łatwo

i jednoznacznie porównywalnych, przejrzystych i niedyskryminujących cenach.

Posiadanie układu pomiarowo-rozliczeniowego nie jest jednak równoznaczne z posiadaniem licznika zdalnego odczytu. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 63 uPe, układ pomiarowo-rozliczeniowy stanowi urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności gazomierze, ciepłomierze oraz liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi. Układ pomiarowo-rozliczeniowy obejmuje więc swoim zakresem licznik zdalnego odczytu, który stanowi przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach⁸, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.

Dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, konieczne jest posiadanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, ale już niekoniecznie licznika zdalnego odczytu. W przypadku więc odmowy odbiorcy końcowego na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego (np. w ramach wymiany legalizacyjnej), pozbawia się on możliwości dostaw energii elektrycznej. Bowiem odbiorca końcowy, który nie posiada układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie spełnia warunku technicznego wyrażonego w art. 7 ust. 1 uPe, aktualizującego publicznoprawny obowiązek przyłączenia do sieci elektroenergetycznej⁹. W doktrynie podkreśla się również prywatnoprawny aspekt przedmiotowego obowiązku, który opiera się na swobodnym wyrażeniu woli zawarcia umowy przez zainteresowany podmiot¹⁰.

Kosztowna odmowa

Odmowa instalacji licznika zdalnego odczytu pociąga zaś za sobą „jedynie” brak możliwości skorzystania z ww. instytucji prawnych, które dla swojego funkcjonowania wymagają takiej instalacji. Tym samym, odbiorca końcowy świadomie pozbawia się praw, które gwarantują mu przepisy prawa powszechnie obowiązującego. Jednocześnie na odbiorcę końcowego, który nie zgodził się na zainstalowanie licznika zdalnego odczytu może zostać nałożona wyższa stawka związana z koniecznością odczytu licznika konwencjonalnego przez inkasenta. Stawka ta w przypadku dużego nasycenia licznikami zdalnego odczytu, może być na tyle dotkliwa, że odmowa instalacji licznika zdalnego odczytu stanie się zwyczajnie nieopłacalna. Przedsiębiorstwo energetyczne w ustalaniu cen i stawek opłat kieruje się bowiem dwoma podstawowymi zasadami, tj. kosztów uzasadnionych¹¹ i zakazem subsydiowania skrośnego¹².

Biorąc zatem pod uwagę wprowadzony ustawą licznikową obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu oraz korzyści dla odbiorcy końcowego płynące z ich funkcjonalności, najoptymalniejszym sposobem realizacji obowiązku świadczenia usługi użyteczności publicznej będzie instalacja układu pomiarowo-rozliczeniowego stanowiącego właśnie licznik zdalnego odczytu.

Świadomość odbiorcy

Mówiąc o świadomości odbiorcy końcowego nie sposób pominąć przepisy zobowiązujące przedsiębiorstwo energetyczne

do poinformowania tego odbiorcy o funkcjonalnościach i kosztach związanych z instalacją liczników zdalnego odczytu. Na podstawie art. 20 lit. f dyrektywy 2019/944, odbiorcom końcowym przekazuje się odpowiednie porady i informacje przy instalacji inteligentnych liczników lub przed taką instalacją, w szczególności informacje dotyczące pełnych możliwości liczników pod względem zarządzania odczytem i monitorowania zużycia energii oraz dotyczące gromadzenia i przetwarzania danych osobowych zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi o ochronie danych. Przepis ten został zaimplementowany do polskiego porządku prawnego § 19 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego, zgodnie z którym operator systemu elektroenergetycznego udostępnia odbiorcy końcowemu, u którego ma zostać lub został zainstalowany licznik zdalnego odczytu, informacje dotyczące:

- 1) sposobu komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego,
- 2) funkcji licznika zdalnego odczytu oraz interoperacyjności charakteryzującej ten licznik,
- 3) usług, z jakich można korzystać za pomocą licznika zdalnego odczytu,
- 4) korzyści, jakie można osiągnąć dzięki posiadaniu licznika zdalnego odczytu,
- 5) przetwarzania danych osobowych tego odbiorcy w zakresie określonym w art. 13 rozporządzenia RODO.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska przeprowadziło projekt „Inteligentnie w energetyce. Wsparcie budowy Inteligentnej sieci energetycznej w Polsce” współfinansowany z unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014 – 2020, który miał na celu poszerzenie wiedzy na temat korzyści płynących z powszechnej instalacji liczników zdalnego odczytu¹³. W ramach projektu przygotowano ogólnopolską kampanię medialną, zorganizowano łącznie 29 szkoleń i warsztatów, w których sumarycznie wzięło udział 2 018 osób, a także zlecono wykonanie 7 ekspertyz. Instalacja liczników zdalnego odczytu w terenie stanowi zaś ogromne przedsięwzięcie po stronie operatorów systemów elektroenergetycznych, i to nie tylko finansowe, techniczne i organizacyjne, ale również informacyjne.

Problematyczny w tym kontekście wydaje się również Załącznik I pkt 2 lit. b i c do dyrektywy 2019/944,

który umożliwia wyłączenie przez odbiorcę końcowego funkcji zdalnego odczytu. Zgodnie z tym przepisem, w przypadku gdy odbiorca końcowy nie posiada licznika umożliwiającego zdalny odczyt przez operatora lub gdy odbiorca końcowy aktywnie postanowił wyłączyć zdalny odczyt zgodnie z prawem krajowym, dokładne informacje o rozliczeniach oparte na rzeczywistym zużyciu są udostępniane odbiorcy końcowemu co najmniej co sześć miesięcy lub co trzy miesiące, na żądanie lub gdy odbiorca końcowy wybrał opcję otrzymywania elektronicznych rozliczeń. W przypadku gdy odbiorca końcowy nie posiada licznika umożliwiającego zdalny odczyt przez operatora lub gdy odbiorca końcowy aktywnie postanowił wyłączyć zdalny odczyt zgodnie z prawem krajowym, wymogi mogą zostać spełnione za pomocą systemu wykonywania odczytów przez samych odbiorców końcowych, w przypadku którego odbiorca końcowy przekazuje odczyty licznika operatorowi. Przepisy prawa krajowego nie przewidują jednak w tym przedmiocie możliwości wyłączenia funkcji zdalnego odczytu ze względu na dopuszczalność fakultatywnego czytania powyższej normy.

Ustawodawca polski i unijny wprowadził obligatoryjny stopień nasycenia licznikami zdalnego odczytu na poziomie 80 proc. a nie 100 proc. biorąc pod uwagę sytuację braku możliwości technicznych czy opłacalności instalacji licznika zdalnego odczytu oraz właśnie przypadek braku zgody odbiorcy końcowego na taką instalację. Zresztą niewykonanie ustawowego harmonogramu przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego z powodu braku zgody większej liczby odbiorców końcowych stanowi przesłankę wyłączenia odpowiedzialności (ekskulpacja) na podstawie art. 56 ust. 6 uPe, zgodnie z którym ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkody, czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Jak dotąd, przypadki odmowy instalacji liczników zdalnego odczytu nie są zjawiskiem na tyle powszechnym, aby mogły one zagrozić realizacji ustawowego harmonogramu czy sparaliżować funkcjonowanie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), biorąc pod uwagę zainstalowanie dotychczas ponad 6 mln takich liczników.

Źródła niepokojów

Zazwyczaj odmowa instalacji licznika zdalnego odczytu podyktowana jest obawami związanymi z emisją promieniowania elektromagnetycznego czy cyberatakami wymierzonymi w dane pomiarowe, a nawet krajowy system elektroenergetyczny (KSE). Te pierwsze, wzbudzone są zazwyczaj różnymi postaciami publikowanymi na portalach społecznościowych czy też stronach internetowych poświęconych zagadnieniom tzw. elektrosmogu. Te drugie, wydarzeniami geopolitycznymi oraz niepokojem rodzimych producentów liczników zdalnego odczytu spowodowanym importem na rynek europejski produktów niespełniających wymagań bezpieczeństwa¹⁴. Jakkolwiek, zarówno jednych i drugich nie wolno lekceważyć, to aktualnie obowiązując przepisy¹⁵ nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających ochronę systemu pomiarowego przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii. Dodatkowo, licznik zdalnego odczytu i jego poszczególne komponenty powinny być zgodne z najlepszą praktyką i aktualnym poziomem wiedzy technicznej opisanym w szczególności w odpowiednich Polskich Normach lub normach wydawanych przez krajowe lub międzynarodowe organizacje. Obecnie toczy się debata nad wzmocnieniem bezpieczeństwa urządzeń sprawdzanych spoza obszaru Unii Europejskiej, której wynikiem powinno być wyważenie m.in. takich wartości jak bezpieczeństwo cyfrowe, ochrona rodzimych producentów urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, zapewnienie ciągłości łańcucha dostaw, koszty czy utrzymanie dobrych stosunków dyplomatycznych z państwami trzecimi. Podobnie przedstawia się sytuacja pola elektromagnetycznego generowanego przez liczniki zdalnego odczytu¹⁶.

Innym, zbliżonym do powyższego zagadnieniem problemowym może być kwestia braku zgody odbiorcy końcowego na zainstalowanie danego rodzaju licznika energii elektrycznej, np. ze względu na wygląd urządzenia. Wydaje się, że w takim przypadku odbiorca końcowy powinien ponieść koszt zainstalowania „wybranego przez siebie” licznika, tym bardziej gdy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie posiada danych licznika energii elektrycznej na stanie.

Analogicznie w przypadku licznika zdalnego odczytu, zasadne byłoby obciążenie odbiorcy końcowego przynajmniej kosztami instalacji licznika konwencjonalnego ze względu na dodatkową fatygę instalatora, a w przypadku nie posiadania takiego licznika przez operatora, również kosztami samego urządzenia i jego zakupu.

Wystarczą przepisy krajowe

Podsumowując, wprowadzenie obowiązku godzenia się odbiorcy końcowego na zainstalowanie licznika zdalnego odczytu wymagałoby dokonania zmian w prawie, przewidujących możliwość nałożenia na takiego odbiorcę np. grzywny w przypadku braku realizacji obowiązku. Służby operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają prawnych narzędzi pozwalających im na zastosowanie środków przymusu. Kierowanie zaś takich spraw do sądu w celu przeprowadzenia egzekucji byłoby zadaniem czasochłonnym i negatywnie wpływałoby na wizerunek przedsiębiorstwa energetycznego.

Wydaje się, że w zupełności wystarczające i zgodne z prawem unijnym są

obecnie obowiązujące przepisy krajowe, które pośrednio wprowadzają negatywne konsekwencje dla odbiorcy końcowego niegodzącego się na zainstalowanie licznika zdalnego odczytu w postaci braku możliwości skorzystania z nowych instytucji prawnych przewidzianych kolejnymi pakietami energetycznymi.

Chociaż na gruncie obowiązującego prawa przeważają argumenty na rzecz odpowiedzi twierdzącej na pytanie prejudycjalne postawione w sprawie C-468/24, to jednak odbiorca końcowy, który, pomimo wysiłku operatora, nie zgodzi się na instalację licznika zdalnego odczytu, pozabawia się tym samym korzyści wynikających z jego posiadania. Z biegiem lat, wobec braku dostępności innego rodzaju układów pomiarowo-rozliczeniowych, zainstalowanie licznika zdalnego odczytu może okazać się jedynym sposobem na zapewnienie odbiorcy końcowemu dostaw energii elektrycznej.

Łukasz Bartuszek
Wieloletni legislator w dziedzinie
prawa energetycznego.
Filozof i teoretyk prawa.

Przepisy

- 1 <https://curia.europa.eu/juris/showPdf.jsf?text=&docid=289545&pageIndex=0&doclang=pl&mode=req&dir=&occ=first&part=1&cid=1906156>
- 2 Dz. U. UE L 158/125, dalej: „dyrektywa 2019/944”.
- 3 Przed wprowadzeniem ram prawnych dla inteligentnego opomiarowania niektóre spółki dystrybucyjne, dostrzegając korzyści płynące z takiej instalacji, upowszechniały liczniki zdalnego odczytu jeszcze przed nałożeniem na nie obowiązku prawnego. W Polsce pierwsze, duże wdrożenie (bo w liczbie ponad 300 tys. sztuk) miało miejsce na obszarze działania ENERGA-OPERATOR S.A. w 2013 r. W ślad za ENERGA poszedł TAURON Dystrybucja S.A. Do czasu wejścia w życie przepisów ustawy licznikowej, przeprowadzono w Polsce również szereg projektów pilotażowych, poczynając od Helu (2010), Kalisza i Wrocławia.
- 4 Dz. U. z 2021 r. poz. 1093 z późn. zm., dalej: „ustawa licznikowa”.
- 5 Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm., dalej: „uPe”.
- 6 Dz. U. z 2022 r. poz. 788.
- 7 Dz. U. z 2023 r. poz. 819.
- 8 Dz. U. z 2022 r. poz. 2063.
- 9 <http://www.sn.pl/sites/orzecznictwo/Orzeczenia2/III%20SK%2046-13-1.pdf>
- 10 Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, P. Orzech, Prawo energetyczne, t. I, 2016, Komentarz do art. 7, pkt 3.
- 11 Zgodnie z art. 3 pkt 21 uPe przez koszty uzasadnione należy rozumieć koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych.
- 12 Zgodnie z art. 3 pkt 32 uPe subsydiowanie skrośne oznacza pokrywanie kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców.
- 13 <https://www.gov.pl/web/klimat/rusza-kampania-inteligentnie-w-energetyce-wsparcie-budowy-inteligentnej-sieci-energetycznej-w-polsce>
- 14 <https://www.apator.com/cyberbezpieczenstwo>
- 15 Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego.
- 16 <https://www.gov.pl/web/5g/inteligentne-liczniki-a-pole-elektromagnetyczne>

Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w styczniu 2025 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE	Pismo MKiŚ do PTPIREE dotyczące przyłączania biogazowni rolniczych do sieci elektroenergetycznej – 23.01.2025
2.	Regulacje dot. rynku mocy	- Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy – 31 stycznia 2025 r. podpisana przez Prezydenta RP - Projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy /UD190/ – z 29.01.2025 - Uzasadnienie projektu nowelizacji ustawy o rynku mocy - OSR do projektu nowelizacji ustawy o rynku mocy
3.	Rozporządzenie MKiŚ w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na rozwój magazynowania energii elektrycznej w ramach KPO	- Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na rozwój magazynowania energii elektrycznej w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności – wersja z 27.01.2025 - Raport z konsultacji projektu rozporządzenia w sprawie magazynowania – z odniesieniem się MKiŚ
4.	Zagadnienia związane z Prawem budowlanym	- Pismo MRiT – odpowiedź dot. inicjatywy zwiększenia tolerancji wymiarów obiektów budowlanych – 31.12.2024 - Pismo PTPIREE do GINB – interpretacja przepisów dot. cKOB – 24.01.2025

1. Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

W drugiej połowie stycznia – w związku z trwającymi w Ministerstwie Klimatu i Środowiska pracami nad kompleksową reformą w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej, w celu rozeznania sytuacji i możliwości zaprojektowania optymalnej propozycji rozwiązań legislacyjnych – resort klimatu zwrócił się do PTPIREE o przekazanie danych i informacji dotyczących procesu przyłączania biogazowni rolniczych, szczególnie w zakresie skali i przyczyn odmów. Jak argumentuje MKiŚ – planowane zmiany mają wpłynąć na przyspieszenie procesu transformacji energetycznej i zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Proces przyłączeniowy ma stać się sprawniejszy i bardziej przejrzysty, a istniejąca sieć elektroenergetyczna ma być wykorzystywana w zoptymalizowany sposób – co pozwoli na zwiększenie liczby obiektów możliwych do przyłączenia. Odpowiedź PTPIREE przekazana została do resortu w lutym.

Pod koniec stycznia br. w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów opublikowano zapowiedź projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw

w związku z wprowadzaniem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii /UD188/. Projektowane przepisy zawierać mają etapowanie przystąpienia poszczególnych grup uczestników rynku energii do realizacji zadań za pośrednictwem CSIRE – w zależności od wielkości OSD – począwszy od lipca 2025 r. do października 2026 r., który w projekcie wskazano jako ostateczny termin rozpoczęcia realizacji wymiany informacji za pośrednictwem CSIRE. Zachowany ma zostać jednocześnie ustawowy termin (od 1 lipca 2025 r.) technicznego uruchomienia CSIRE przez OIRE.

Projekt uregulować ma także, związaną z wprowadzeniem CSIRE kwestię przejścia na korzystniejszy model sprzedaży rezerwowej – od 1 lipca 2025 r. Przewiduje się także funkcjonowanie prosumenta wirtualnego bez potrzeby wykorzystania CSIRE na obszarze tego samego OSD w okresie od 2 lipca 2025 r. do 19 października 2026 r. Od 20 października 2026 r. ograniczenie to ma zostać zniesione.

27 stycznia br. w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów ukazała się zapowiedź projektu ustawy o zmianie ustaw – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw /UC84/.

Jak wynika z założeń, projektowane zmiany koncentrują się wokół wzmocnienia pozycji odbiorcy końcowego energii elektrycznej, usprawnienia procesu przyłączania odbiorców do sieci elektroenergetycznej oraz optymalizacji wykorzystania istniejącej infrastruktury, które wynikają z konieczności dostosowania polskiego porządku prawnego do zmian wprowadzonych Dyrektywą 2019/944 a także do Rozporządzenia 2024/1747 oraz 2024/1106. Istotę projektowanych rozwiązań – oraz proponowane środki realizacji – zdefiniowano jako:

- „rozwiązania zwiększające elastyczność sieci (elastyczne umowy przyłączeniowe),
- rozwiązania zobowiązujące dostawców energii elektrycznej do oferowania odbiorcom umów sprzedaży energii na czas określony ze stałą ceną,
- zmiany w zakresie ustalania taryf dla usług dystrybucji i przesyłania energii elektrycznej,
- rozwiązania optymalizujące wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej,
- obowiązki informacyjne oraz obowiązek współpracy operatorów systemu



Operatorzy mają zostać zobowiązani do publikacji i aktualizacji informacji o mocy przyłączeniowej dostępnej dla nowych przyłączy

przesyłowego i dystrybucyjnego w zakresie procesu przyłączania do sieci,

- ułatwienia i zwiększenie transparentności oraz przejrzystości procesu przyłączenia do sieci elektroenergetycznych obejmujących system przesyłowy i dystrybucyjny,
- rozwiązania uproszczające proces przyłączeniowy i zwiększające liczbę obiektów możliwych do przyłączenia,
- urealnienie i optymalizacja procesu planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej i realizacji warunków przyłączenia,
- rozwiązania umożliwiające tworzenie specjalnych obszarów dla rozwoju infrastruktury sieciowej i magazynowania energii.”

Operatorzy mają zostać zobowiązani do publikacji i aktualizacji informacji o mocy przyłączeniowej dostępnej dla nowych przyłączy oraz o kryteriach jej obliczania, a także informowania użytkowników o statusie i sposobie rozpatrywania ich wniosków o przyłączenie. OSP i OSD zostaną również zobowiązani do współpracy przy publikowaniu tych informacji. Projektowane zmiany w systemie taryfowania energii elektrycznej mają zachęcić operatorów do korzystania z usług w zakresie elastyczności (w szczególności odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii) oraz integracji energii z oze po jak najniższych kosztach dla systemu elektroenergetycznego. Termin przyjęcia projektu przez Radę Ministrów określono na II kwartał br.

Ponadto, Prezes URE zatwierdził w styczniu dziewięć zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dla 5 OSD. Zmiany zapisów IRIESD dotyczą m.in. współpracy między OSD a OIRE i są związane z uruchomieniem produkcyjnym CSIRE. Nowe zapisy mają na celu dostosowanie do zapisów IRIESP kwestię zawierania po uruchomieniu produkcyjnym CSIRE umów GUD/GUD-K/umów z podmiotami odpowiedzialnymi za usługi bilansowania; kwestię wymiany informacji rynku energii; istotne postanowienia umów o świadczenie usług dystrybucji zawieranych ze sprzedawcami.

2. Regulacje dotyczące rynku mocy

24 stycznia br. Sejm uchwalił nowelizację ustawy o rynku mocy. Ostatniego dnia miesiąca ustawa została podpisana przez Prezydenta RP. Regulacja umożliwia przeprowadzenie aukcji uzupełniających na rynku mocy w okresie od II połowy 2025 r. do roku 2028. W toku aukcji uzupełniających będzie nabywana dodatkowa moc na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w ramach mechanizmu rynku mocy.

Jednocześnie, 30 stycznia br. na portalu RCL opublikowano kolejny projekt nowelizujący ustawę o rynku mocy (UD190). Przyjęte w projekcie rozwiązania pozwalają na wprowadzenie aukcji dogrywkowych rynku mocy, przy uwzględnieniu parametrów uwzględniających wyniki przeprowadzonych aukcji głównych. Jak podano w uzasadnieniu projektu,

przedmiotowa regulacja jest oczekiwana przez sektor energetyki i bezpośrednio wpływa na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które to bezpieczeństwo jest kluczowe dla funkcjonowania państwa i prowadzenia działalności gospodarczej. Projekt skierowano do rozpatrzenia przez Radę Ministrów na pierwszym lutowym posiedzeniu.

3. Rozporządzenie MKiŚ w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na rozwój magazynowania energii elektrycznej w ramach KPO

W styczniu na stronach RCL udostępniono zaktualizowaną wersję projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na rozwój magazynowania energii elektrycznej w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności. Opublikowano również materiał podsumowujący konsultacje publiczne – w których w IV kwartale 2024 r. uczestniczyło PTPIREE – z odniesieniem się resortu do proponowanych zmian. Uwagi zgłaszane przez PTPIREE (oraz inne podmioty z branży) w większości zostały uwzględnione.

4. Zagadnienia związane z Prawem budowlanym

Na początku roku PTPIREE otrzymało pismo MRiT (w konsultacji z GINB) z odpowiedzią – stanowisko negatywne – dot. inicjatywy rozpoczęcia prac legislacyjnych w przedmiocie zwiększenia tolerancji wymiarów, o których mowa w art. 36a ust. 5 pkt 2b) Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane – co do obiektów budowlanych w postaci stacji kompaktowych prefabrykowanych z transformacją średniego napięcia na niskie napięcie oraz złączy/szaf kablowych średniego napięcia (stacji elektroenergetycznych średniego napięcia).

Ponadto w styczniu, w związku z wątpliwościami dotyczącymi realizacji obowiązku zakładania i prowadzenia przez OSD cyfrowej książki obiektu budowlanego (cKOB) wynikającego z przepisów Prawa budowlanego, PTPIREE zwróciło się do Głównego Inspektora Nadzoru Budowlanego z prośbą o potwierdzenie poprawności interpretacji.

Biurowo PTPIREE, Poznań, luty 2025 r.



Rubrykę, poświęconą
zagadnieniom prawnym
w energetyce, redagują:
mec. Katarzyna Zalewska-Wojtuś
z Biura PTPiREE
i mec. Przemysław Kałek z Kancelarii
Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.j.



Projekt ustawy modyfikującej harmonogram wprowadzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii

28 stycznia 2025 r., przedstawiony został rządowy projekt ustawy modyfikującej harmonogram wprowadzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Projekt ustawy przewiduje uruchomienie CSIRE w docelowym modelu już 1 lipca 2025 r., lecz wprowadzane jest etapowe przyłączanie operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz sprzedawców energii (SE), podzielone na cztery „okna czasowe”. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, w których sieci jest mniej niż 100.000 punktów poboru energii będą mogli przystąpić do CSIRE w jednym z następujących terminów:

- 1 lipca 2025 r., albo
- 1 października 2025 r., albo
- 1 marca 2026 r., albo
- 1 lipca 2026 r.

Ostatecznie wszyscy OSD, także ci w których sieci jest co najmniej 100.000 punktów poboru energii rozpoczną realizację zadań za pośrednictwem CSIRE najpóźniej z dniem 19 października 2026 r.

Produkcja energii w ramach prosumentów wirtualnych, czyli odbiorców wytwarzających energię z odnawialnych źródeł poza własnym miejscem poboru, ma zyskać przejrzyste ramy rozliczeniowe. Do czasu pełnego wdrożenia CSIRE ustalanie ilości energii elektrycznej prosumentów prowadzić będą operatorzy systemów dystrybucyjnych, natomiast od dnia 20 października 2026 r. obliczenia (m.in. ustalanie udziału każdego prosumenta w wyprodukowanej energii) mają się odbywać automatycznie w module obliczeniowym CSIRE.

Wdrożenie CSIRE ma też skrócić do 24 godzin czas zmiany sprzedawcy energii

– odbiorca będzie mógł błyskawicznie przejść do dowolnego podmiotu oferującego atrakcyjniejsze warunki. Dodatkowo uproszczony ma zostać model sprzedaży rezerwowej (z limitem ceny energii na trzykrotność średniej ceny z poprzedniego kwartału), co ma chronić odbiorców przed nadmiernymi kosztami.

Przedstawiony w dniu 28 stycznia 2025 r., projekt ustawy wprowadzającej centralny system informacji rynku energii (CSIRE) usuwa również luki prawne w koncesjonowaniu i wpisach do rejestrów wytwórców energii w przypadku prosumentów wirtualnych i zbiorowych. Doprecyzowuje także zasady aktualizacji już zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, tak by uwzględniały status prosumenta wirtualnego.

Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy

Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz. U. poz. 159) wprowadza nowy mechanizm tzw. aukcji uzupełniających, które mają służyć zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego przez uzupełnienie wolumenu mocy wytwórczych na lata 2025–2028. Aukcje uzupełniające zostaną uruchomione dopiero wtedy, gdy po przeprowadzeniu standardowych aukcji głównych i dodatkowych nadal występuje deficyt mocy koniecznej do pokrycia zapotrzebowania odbiorców. Dzięki temu do systemu będą mogły wejść również jednostki wysokoemisyjne, które przekraczają limit 550 g CO₂/kWh, ale tylko na czas nie dłuższy niż jeden rok obowiązywania kontraktu. Jednocześnie prawo dalej preferuje jednostki nisko- lub zeroemisyjne, bo przed uruchomieniem aukcji uzupełniających przeprowadza się pełne procedury rynku mocy, maksymalizujące udział jednostek spełniających limit 550 g CO₂/kWh.

Projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw

Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw wpłynął do Sejmu 4 lutego 2025 r., a dzień później został skierowany do I czytania w Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych. Procedowana nowelizacja ustawy o rynku mocy przewiduje wprowadzenie tzw. „aukcji dogrywkowych”, czyli dodatkowych aukcji mocy rozstrzyganych po zakończeniu głównych aukcji rynku mocy. Celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w sytuacji, gdy główna aukcja nie wystarcza do pokrycia potrzeb systemu. Rozwiązanie zakłada m.in.:

- Możliwość przeprowadzenia maksymalnie dwóch aukcji dogrywkowych (na lata dostaw 2029 i 2030), w krótszym niż dotąd terminie (tzw. lead time).
- Ujednolicenie zasad udziału dla wszystkich grup wytwórców i jednostek DSR na wzór dotychczasowych aukcji głównych.
- Dopuszczenie kolejnego mechanizmu weryfikacji zapotrzebowania na moc po analizie przeprowadzonej przez operatora systemu przesyłowego.

Nowelizacja Dyrektywy w sprawie przyrządów pomiarowych (MID)

Trwają konsultacje nowelizacji Dyrektywy w sprawie przyrządów pomiarowych (MID) zainicjowane przez Komisję Europejską. Komisja wskazuje, że obowiązujące przepisy MID pozostają w dużej mierze niezmienione od ponad 20 lat, przez co nie uwzględniają kluczowych technologii, takich jak inteligentne liczniki energii elektrycznej i gazu, infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych czy tankowanie



Procedowana nowelizacja ustawy o rynku mocy przewiduje wprowadzenie tzw. „aukcji dogrywkowych”, czyli dodatkowych aukcji mocy rozstrzyganych po zakończeniu głównych aukcji rynku mocy

wodoru. Brak jednolitych wymagań metrologicznych w tych obszarach prowadzi do rozbieżności w regulacjach krajowych, co generuje dodatkowe koszty dla producentów i opóźnia wdrażanie nowych technologii. Wprowadzenie jednolitych standardów ma wesprzeć realizację celów Europejskiego Zielonego Ładu.

Nowelizacja obejmie również aktualizację załączników do dyrektywy, w tym:

- dostosowanie przepisów dotyczących inteligentnych liczników energii elektrycznej, uwzględniające rozwój technologii (np. wykorzystanie prądu stałego),
- zmiany w regulacjach dotyczących gazomierzy, które mają umożliwić zwiększone wykorzystanie wodoru i gazów odnawialnych,
- uregulowanie kwestii zdalnego sterowania i odczytu inteligentnych liczników.

Komisja Europejska podkreśla, że dzięki tym zmianom przedsiębiorstwa nie będą musiały dostosowywać produktów do różnych standardów krajowych, co zmniejszy koszty operacyjne i ułatwi rozwój jednolitego rynku. Konsumenci skorzystają na większej przejrzystości i dokładności pomiarów, co wpłynie na lepsze

zarządzanie energią i potencjalne oszczędności. Zmiany te mają również umożliwić pełne wykorzystanie inteligentnych sieci energetycznych oraz taryf dynamicznych.

Z orzecnictwa Sądu Najwyższego

Sąd Najwyższy postanowieniem z dnia 22 stycznia 2025 r. (sygn. akt II NSK 45/24) wzmoćnił możliwości organu regulacyjnego w egzekwowaniu wszystkich obowiązków, które wynikają z szeroko rozumianego systemu prawa energetycznego, a nie tylko z literalnie zapisanych w treści koncesji postanowień. Sąd Najwyższy we wspomnianym postanowieniu stwierdził, że przedsiębiorca (koncesjonariusz) może zostać ukarany karą pieniężną, jeśli nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji. Co istotne, chodzi nie tylko o obowiązki wprost zapisane w samej koncesji, ale też te, które da się wyprowadzić (zrekonstruować) z przepisów powszechnie obowiązującego prawa regulującego działalność objętą koncesją. Wskazuje przy tym, że „podstawowym założeniem prawa energetycznego jest zapewnienie efektywności norm prawa energetycznego, które realizować będą zamierzone przez prawodawcę cele. (...) cele te powinny

być realizowane przez adresatów ustawy dobrowolnie. (...) przewidziana w art. 56 ust. 1 pkt 12 p.e. odpowiedzialność za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji powinna skutecznie wspierać egzekwowanie obowiązków koncesji, także tych rekonstruowanych z przepisów powszechnie obowiązującego prawa. (...) celowościowa wykładnia art. 56 ust. 1 pkt 12 p.e. wymaga uznania dopuszczalności nakładania kar za nieprzestrzeganie przede wszystkim tych obowiązków koncesyjnych, które mają aksjologiczne i formalne uzasadnienie w przepisach powszechnie obowiązującego prawa. (...)”

Z kolei w dniu 13 lutego 2025 r. Sąd Najwyższy odroczył wydanie orzeczenia i przekazał powiększonemu składowi Sądowi Najwyższemu zagadnienie prawne dotyczące służebności przesyłu. W sprawie o sygn. akt II CSKP 561/24 skład siedmiu sędziów Sądu Najwyższego rozważy, czy przed wejściem w życie art. 305(1)–305(4) Kodeksu Cywilnego było dopuszczalne nabycie w drodze zasiedzenia na rzecz przedsiębiorcy służebności gruntuowej o treści odpowiadającej służebności przesyłu oraz czy okres występowania na nieruchomości stanu faktycznego odpowiadającego treści służebności przesyłu przed wejściem w życie art. 305(1)–305(4) Kodeksu Cywilnego podlega doliczeniu do czasu posiadania wymaganego do zasiedzenia tej służebności. Rozstrzygnięcie tej kwestii ma istotne znaczenie w sporach dotyczących urządzeń przesyłowych i możliwości zasiedzenia służebności odpowiadającej ich dotychczasowemu wykorzystaniu, niemniej jednak jest to już kolejna próba przeanalizowania tej kwestii. Ostatnio, postanowieniem Sądu Najwyższego z dnia 24 lutego 2023 r. (sygn. akt III CZP 108/22) stwierdzono przykładowo, że przed nowelizacją Kodeksu cywilnego wprowadzającą służebność przesyłu nie mógł biec termin zasiedzenia prawa odpowiadającego treściowo tej służebności. Z drugiej jednak strony, przewagę ma w dalszym ciągu korzystny dla przedsiębiorstw energetycznych pogląd o dopuszczalności nabycia w drodze zasiedzenia służebności odpowiadającej treści służebności przesyłu na rzecz przedsiębiorstwa (tak Sąd Najwyższy w uchwałach z dnia 27.06.2013 r., III CZP 31/13, z dnia 22.05.2013 r., III CZP 18/13, oraz z dnia 07.10.2008 r., III CZP 89/08, czy w postanowieniu z dnia 28 września 2023 r., I CSK 6556/22).

V KONFERENCJA LINIE I STACJE ELEKTROENERGETYCZNE 8-9 PAŹDZIERNIKA 2025 R., WISŁA



PTPiREE

ORGANIZATOR



PTPiREE

PARTNER KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



Tematyka konferencji obejmuje następujące zagadnienia:

- projektowanie i budowa linii napowietrznych i kablowych, stacji elektroenergetycznych;
- nowoczesne technologie układania linii kablowych;
- standaryzacja rozwiązań preferowanych przez Spółki w aspekcie zgodności z przepisami o zamówieniach publicznych;
- przebudowa linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami gołymi na linie kablowe lub linie z przewodami w osłonie;
- monitoring i diagnostyka w liniach elektroenergetycznych (rejestracja zakłóceń, lokalizacja zwarć);
- ograniczenie wzrostu napięcia spowodowanego intensywnym rozwojem mikroinstalacji w sieci nn;
- nowe propozycje kompaktowych rozdzielni 110 kV;
- stacje prefabrykowane podziemne - przegląd rozwiązań, wymagania techniczne;
- automatyzacja łączy w stacjach SN/nn, w tym zapewnienie niezawodnej łączności potrzebnej przy automatyzacji łączy w stacjach;
- automatyczna regulacja napięcia w stacjach SN/nn zasilających sieci nn z przyłączonymi mikroźródłami;
- ocena stanu technicznego stacji i linii w aspekcie technicznym i wymagań prawnych;
- doświadczenia z eksploatacji linii i stacji elektroenergetycznych.

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

Kontakt: Karolina Nowińska, tel.: +48 61 846-02-15, 609 223 890, e-mail: nowinska@ptpiree.pl

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



PTPiREE

Podatność systemów łączności

W styczniu 2025 roku grupa badaczy bezpieczeństwa Cellular Security z Florida Institute for Cybersecurity Research ujawniła aż 119 (sic!) luk w zabezpieczeniach systemów łączności w sieciach LTE i 5G, z czego 93 otrzymały identyfikatory CVE.

Zanim przybliżymy czym są te podatności, na początek parę słów wyjaśnienia czym jest identyfikator CVE, czyli skrót od Common Vulnerabilities and Exposures. Ponad 25 lat temu eksperci i badacze cyberbezpieczeństwa przyjęli umowny sposób oznaczania luk w oprogramowaniu (oraz w sprzęcie). Identyfikator CVE przyjmuje postać CVE-ROK-NUMER, gdzie ROK odnosi się do konkretnego roku odkrycia podatności, a NUMER oznacza numer podatności w danym roku. Lista identyfikatorów podatności dostępna jest na stronach organizacji [1]. Przykładowo, jedna z wykrytych przez tę grupę podatności nosi identyfikator CVE-2024-24454. Ten sposób standaryzacji ma na celu usprawnienie współpracy globalnej, bowiem badacze oraz zarządzający bezpieczeństwem w firmach odnoszą się do tego samego identyfikatora podatności. Przydział numerów CVE zarządzany jest na zlecenie dwóch amerykańskich agencji rządowych zajmujących się bezpieczeństwem narodowym i cyberbezpieczeństwem [2]. Identyfikatory CVE mogą być też przydzielane przez zaufane organizacje określone jako CNA (CNA – CVE Numbering Authorities). W Polsce organizacją przydzielającą numery CVE jest CERT Polska [3] zaś pierwsza zgłoszona podatność otrzymała numer CVE-2023-0956 i dotyczyła luki w konfiguracji typu path traversal

w oprogramowaniu SCADA w module WebInterface. Szczegóły ataku path traversal zostały świetnie opisane na stronie portalu Sekurak [4].

Z identyfikatorami CVE nieodłącznie związane są też inne akronimy, które mogą pojawić się w opisach jak np.:

- CVSS (Common Vulnerability Scoring System) to wartość liczbową określająca jak poważna jest to podatność,
- CWE – Common Weakness Enumeration to kod opracowanej przez społeczność listy kodu podatności. Dla przykładu pierwszy polski CVE zawiera kod CWE-25 (path traversal),
- KEV – (Known Exploited Vulnerabilities) to tzw. lista znanych podatności, które są aktywnie wykorzystywane do ataków hackerskich

Szczegóły luk w bezpieczeństwie w sieci LTE i 5G grupa badawcza opublikowała w artykule „RANSacked: A Domain-Informed Approach for Fuzzing LTE and 5G RAN-Core Interfaces” [5]. Ta gra słów na wstępie tytułu wskazuje, że dotyczy to głównie sieci dostępowej RAN (Radio Access Network) zaś „sacked” oznacza „ograbić” lub „splądrować”. Badacze do wykrycia podatności wykorzystali technikę fuzzingu, która to jest metodą testowania oprogramowania polegającą na przesyłaniu automatycznie sztucznie wygenerowanych losowych danych

i sprawdzeniu, jaki to wywołuje efekt. Czy wystąpią niepożądane zdarzenia, np. zawieszenie się programu/modułu/komponentu, niezamierzone wykorzystanie pamięci przez program (tzw. memory leak) itd. Warto dodać, że polski badacz bezpieczeństwa (mieszkający w USA) Michał „Icamtuf” Zalewski w 2013 roku opublikował oprogramowanie AFL, które korzysta min. z wyspecjalizowanych generatorów opartych o algorytmy genetyczne do tworzenia ciągów testowych. Rozwiązanie AFL przyczyniło się do odkrycia wielu (liczonych w dziesiątkach) podatności jak np. przeglądarka Firefox, filtr pakietów w NetBSD, programie zdalnego dostępu Putty itd., które oczywiście otrzymały swoje identyfikatory CVE (CVE-2014-9427, CVE-2014-8637, CVE-2015-0208 itd.). Oczywiście, zachęcamy do zapoznawania się z opisami tych podatności.

Tak więc badacze podatności LTE /5G wykorzystali fuzzing do testowania i oceny bezpieczeństwa systemów, gdzie min. wykorzystali rozwiązanie AFL do tworzenia nowych mutacji ciągów testowych. Przetestowano dobrze znane w branży implementacji LTE takie jak: Open5GS, Magma, OpenAirInterface, Athonet, SD-Core, NextEPC srsRAN oraz trzy implementacje 5G: Open5GS, Magma i OpenAirInterface. Te rozwiązania wykorzystuje się głównie w prywatnych lub przemysłowych sieciach LTE/5G.



Badacze opracowali własne rozwiązanie ASNfuzzGen, które służyło do testowania „wewnętrznej” komunikacji w sieciach LTE/5G

Badacze opracowali własne rozwiązanie ASNfuzzGen, które służyło do testowania „wewnętrznej” komunikacji w sieciach LTE/5G. Trudność polegała na tym, iż do wektora ataku wykorzystano komunikację pomiędzy RAN a siecią rdzeniową (Core). Badacze argumentują, że atak hackerski polegający na skompromitowaniu i przejęciu stacji bazowej staje się realnym i coraz częstszym zagrożeniem dla bezpieczeństwa sieci komórkowych. Wspominają oni, że według raportu ENISA (Agencji Europejskiej ds. Cyberbezpieczeństwa) aż 18% wszystkich incydentów związanych z bezpieczeństwem sieci komórkowych dotyczyło ataków na stacje bazowe.

Działanie sieci LTE/5G, w telegraficznym skrócie i dużym uproszczeniu, polega na tym, że urządzenie użytkownika (UE User Equipment – może to być np. smartfon) komunikuje się z siecią za pomocą fal radiowych poprzez dedykowany interfejs radiowy (RAN Radio Access Network). W tym procesie uczestniczą stacje bazowe zwane: eNodeB (wersja dla LTE) lub gNodeB (wersja dla 5G). Następnie stacje bazowe komunikują się z siecią rdzeniową (core), wykorzystując do tego specjalistyczne protokoły takie jak: S1 (S1AP) lub NGAP (Next Generation Application Protocol). W architekturze sieci rdzeniowej (core) w sieciach LTE i 5G (w dużym uproszczeniu) kluczowym komponentem zarządzającym komunikacją z UE są:

- MME (Mobility Management Entity) dla LTE
- AMF (Access and Mobility Management Function) dla 5G.

Jednym z zadań tych modułów sieci rdzeniowej (core) jest „zarządzanie” komunikacją z UE na danym obszarze geograficznym oraz sprytnie przełączanie połączenia radiowego UE z jednej stacji bazowej na inną (tzw. handover). Warto nadmienić, iż komunikacja pomiędzy UE a MME/AMF (sygnalizacja sterująca) odbywa się za pomocą protokołu NAS (non access stratum) oraz, że ta komunikacja działa w trybie end-to-end, co oznacza, że stacje bazowe (gNodeB/gNodeB) nie interpretują tych danych tylko zajmują się przekazaniem danych do MME/AMF. Dokładnie właśnie te przedstawione komponenty oraz protokoły zostały wykorzystane jako wektor ataku na testowane rozwiązania sieci LTE i 5G.

I tak z 119 odkrytych luk: aż 79 dotyczyło MME, a 36 implementacji w AMF, a 4 dotyczyło innych elementów architektury sieci rdzeniowej (core), z czego aż 25 ataków możliwych było do przeprowadzenia poprzez UE bez potrzeby wcześniejszego uwierzytelniania się do sieci (atak w fazie pre-NAS) czyli bez karty SIM. Urządzenie UE musi tylko wysłać odpowiednio spreparowany pakiet danych na początku połączenia z daną siecią komórkową.

Każda z tych podatności może skutkować trwałym zablokowaniem usług

komórkowych dla danego obszaru działania sieci (obszar obsługiwany przez MME/AMF), a niektóre z nich mogą umożliwiać zdalny dostęp do sieci rdzeniowej (network core) i poszerzać obszar ataku.

Badacze podsumowują, że zgodnie z procedurą odpowiedzialnego ujawnienia podatności, zgłosili się do każdego z twórców testowanego oprogramowania, w ramach zgłoszenia przekazali dokładne dane wejściowe, które powodowały awarie i umożliwiały odtworzenie błędów. Wskazali również fragmenty kodu, które zawierały wykryte podatności po to, aby mieli oni szansę załatać systemy i wdrożyć poprawki przed datą publikacji artykułu.

Szerzej z przedstawionymi podatnościami wraz z rysunkami i diagramami można zapoznać się na dedykowanej stronie grupy badawczej Cellular Security [6].

Na koniec, w myśl inicjatywy „bezpieczny smartfon” i „bezpieczna cyberprzestrzeń”, zachęcam czytelników do regularnego przeglądania komunikatów i ostrzeżeń KNF (Komisji Nadzoru Finansowego), które przygotowują CSIRT KNR (Zespół Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego) [7].

Strona ta jest często aktualizowana i zawiera przegląd wybranych oszustw internetowych (nowe formy oszustw opisywane są co miesiąc !!!) wraz z poradami jak zabezpieczyć się przed kradzieżą środków finansowych użytkowników cyberprzestrzeni. Dla przykładu, przegląd z grudnia 2024 opisuje fałszywe aplikacje podszywające się pod banki działające w Polsce.

Krystian Górski

Źródło:

- [1] Strona z listą podatności CVE <https://www.cve.org/>
- [2] Amerykańska Agencja Cyberbezpieczeństwa <https://www.cisa.gov/>
- [3] CERT Polska – polski CNA przydzielający numery CVE <https://cert.pl/cve>,
- [4] Opis podatności „path traversal” <https://sekurak.pl/czym-jest-podatnosc-path-traversal/>
- [5] artykuł „RANsacked: A Domain-Informed Approach for Fuzzing LTE and 5G RAN-Core Interfaces” <https://nathanielbennett.com/publications/ransacked.pdf>
- [6] <https://cellularsecurity.org/ransacked>
- [7] Ostrzeżenia CSIRT KNF <https://cebrf.knf.gov.pl/komunikaty/artykuly-csirt-knf>

Innowacje

Pogoda dla bogaczy



W przeszłości spacer człowieka po powierzchni Księżyca był symbolem czegoś niesamowitego. Od 1969 r. przestał pełnić taką rolę, bo stał rzeczywistością. Teraz wyzwaniem jest Mars. Podobnie było z wieloma wynalazkami i zdarzeniami. Dopóki powszechna komunikacja w skali globalnej była niemożliwa, stanowiła marzenie. Współcześnie jest czymś oczywistym. Nadal marzymy o braku przeszkód językowych i jesteśmy coraz bliżej sprostania temu wyzwaniu dzięki systemom sztucznej inteligencji. Potrafimy w miarę dokładnie prognozować krótkoterminowo pogodę, ale nie potrafimy jej kontrolować.

Wyzwaniem w tym zakresie jest mnóstwo czynników wpływających na zmienność pogody, których nie ma w przypadku komunikacji czy podróży na duże odległości. Wiemy, gdzie w danej chwili jest Księżyc i gdzie będzie w określonym momencie w przyszłości. Nadal jednak nie rozumiemy dokładnie, co powoduje, że pogoda zachowuje się w konkretny sposób. Dysponujemy coraz bardziej złożonymi modelami i mnóstwem teorii naukowych. Nadal jednak nie wiemy dokładnie, co się stanie, gdzie i kiedy.

Dla wielu zawodów pogoda jest szczególnie ważna. Najbardziej świadomi tego są rolnicy, którzy marzą o możliwości sterowania opadami i nasłonecznieniem. Podczas gdy rolnicy chcą deszczu, mieszkańcy wybrzeża chcą, aby ustąpiły huraganowe wiatry. Ludzie na równinach nie chcą tornad, a lotnicy nie chcą mgły nad lotniskami. Trudno wszystkim dogodzić. W przeszłości ludzie wykorzystywali w celu wpłynięcia na aurę np. szamanów, którzy dzięki skomplikowanym rytuałom starali się wywołać deszcz lub słońce. Później

wierzono, że głośnie dźwięki lub wystrzały z broni palnej będą wstanie zmienić pogodę. Nadaremnie...

W końcu do gry weszła nauka. W XIX wieku James Espy – pierwszy amerykański meteorolog – wysunął teorię, że przyczyną deszczu jest konwekcja. Miał nawet śmiałe plany wzniecenia ogromnych pożarów, aby skłonić deszcz do spadnięcia, ale Kongres USA był do tego pomysłu negatywnie nastawiony.

Tymczasem starano się udowodnić, że po szczególnie dużych bitwach z udziałem artylerii pada deszcz. W Tajlandii próbowano wywołać opady za pomocą płatków suchego lodu rozpylanych w chmurach, podobno z powodzeniem. Na początku lat dwudziestych XX wieku naładowany elektrycznie piasek zrzucany z balonów podobno rozproszył mgłę i wywołał deszcz w ramach projektu sponzorowanego przez wojsko. W maju 1923 r. doświadczeniu temu poświęcono nawet artykuł w „Popular Science Monthly”.

Brytyjczycy stosowali niezawodny sposób na odpędzanie mgły z lotnisk podczas II wojny światowej. Spalali ogromne ilości benzyny, aby usunąć mgłę. Proces ten powodował również podgrzewanie i oświetlanie pasów startowych. Do celów wojennych był skuteczny, ale koszt był zbyt wysoki, aby można go było zastosować komercyjnie. Podczas zimnej wojny Amerykanie eksperymentowali z możliwością wytwarzania kontrolowanych huraganów, których siła niszcząca byłaby konkurencyjna do broni atomowej, ale bez skażenia promieniotwórczego. Pojawił się też pomysł odwrotny, czyli osłabiania huraganów dzięki ciągowi z silników rakietowych

skierowanych w stronę nadchodzącej wichury. Sukcesy były jednak minimalne, bo skala działań człowieka była zbyt mała w stosunku do siły żywiołów natury.

Współcześnie rządy Abu Zabi, Rosji i Chin twierdzą, że mają dziś działające systemy kontroli pogody. Bazują one na „zasiewaniu chmur”, skutkującego kumulowaniem się wody zgromadzonej w powietrzu i przyspieszeniem opadów deszczu. Działają jednak tylko wówczas, gdy odpowiednia ilość wilgoci jest już w powietrzu. Nowym poligonem dla kształtowania pogody w skali globalnej będzie Mars, gdzie Chiny rozważają zastosowanie inżynierii planetarnej w dotychczas niespotykanej skali. Dziś dużym wyzwaniem jest stabilne zasilenie niewielkiej bazy planetarnej. Dla potrzeby terraformowania powierzchni planety zapotrzebowanie na energię będzie zdecydowanie większe.

Pogoda to złożony system i często nie rozumiemy, jakie konsekwencje może mieć zmiana jej jednej składowej, która wydaje się dobrym pomysłem. Wojna pogodowa i terroryzm to dwie równie przerażające perspektywy. Na razie, prawdziwa kontrola pogody to nadal science fiction. Ale to samo dotyczyło w przeszłości robotów, komputerów, wideotelefonów i wypraw na Księżyc. Wydaje się więc prawdopodobne, że pewnego dnia w pełni zrozumiemy mechanizmy rządzące zjawiskami atmosferycznymi i będziemy dysponowali możliwością wpływania na nie. Mam tylko nadzieję, że jesteśmy wystarczająco mądrzy, aby sobie z tym poradzić, a nie tworzyć kolejną broń o charakterze niszczącym.

Krzysztof Hajdrowski

● **2-3 kwietnia 2025 r.,
Kołobrzeg**

Konferencja „Szacowanie i prognozowanie obciążeń, generacji oraz strat w sieciach elektroenergetycznych”

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

● **14-15 maja 2025 r.,
Kołobrzeg**

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

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

● **20-21 maja 2025 r.,
Nałęczów**

Konferencja „Nowy Rynek Energii”

» Org.: PTPIREE, IEPiOE, PTEC, TGPE, TOE
Inf.: Karolina Nowińska
tel. 61 846-02-15
nowinska@ptpiree.pl
Sebastian Brzozowski
tel. 61 846-02-31
brzozowski@ptpiree.pl

● **27-28 maja 2025 r.,
Dźwirzyno**

X Konferencja Naukowo-Techniczna „Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych”

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

● **4-6 czerwca 2025 r.,
Ossa/Rawa Mazowiecka**

XXVI Konferencja „Spotkanie techniczne Przedstawicieli Transportu”

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

● **24-25 czerwca 2025 r.,
Warszawa**

XI Konferencja „Przylączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”

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

● **16-18 września 2025 r.,
Bielsko-Biała**

38. Międzynarodowe Energetyczne Targi Bielskie ENERGETAB® 2025

» Org.: ZIAD Bielsko-Biała SA
Inf.: tel. (33) 813-82-31
813-82-32, 813-82-40
wystawa@ziad.bielsko.pl
<https://energetab.pl/>

● **8-9 października 2025 r.,
Wisła**

VI Konferencja „Linie i stacje elektroenergetyczne”

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

● **4-6 listopada 2025 r.,
Wisła**

XXIV Konferencja „Systemy Informatyczne w Energetyce SIWE'25”

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

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

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

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



PTPiREE

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

PTPiREE