

KLIENT

DYSTRYBUCJA

PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 2719-8480
Biuletyn Branżowy

1/2025

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży



Bogusław Reguński

Suma obopólnych korzyści

XXIV KONFERENCJA SYSTEMY INFORMATYCZNE W ENERGETYCE

4-6.11.2025

HOTEL GOŁĘBIEWSKI / WISŁA

SIWE'25



ORGANIZATOR

PATRON MEDIALNY



ENERGIA
Elektryczna

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

Transformacja energetyczna jest wyzwaniem wymagającym holistycznego spojrzenia na wszystkie aspekty związane wytwarzaniem, przesyłem, czy dystrybucją energii. Dla osiągnięcia zamierzonego celu klimatycznego niezbędnym jest poszukiwanie rozwiązań, które w sposób innowacyjny będą wzajemnie wspierały procesy wytwórcze, sprzyjały wykorzystaniu możliwości odnawialnych źródeł energii, a jednocześnie minimalizowały negatywne skutki ich działania dla stabilności systemu elektroenergetycznego. W tym kontekście niezwykle istotna wydaje się skoordynowana współpraca różnych podsektorów rynku energii. Naturalnym partnerem dla przedsiębiorstw skupionych w PTPIREE jest ciepłownictwo. Na temat perspektyw jego rozwoju oraz możliwych pól współpracy rozmawiamy dziś z Bogusławem Regulskim, Wiceprezesem Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie – organizacji skupiającej około 250 przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem, przesyłem, dystrybucją i obrotem ciepła systemowego. Transformacja ciepłownictwa jest obecnie jednym z ważniejszych zagadnień w kontekście wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Odejście od paliw kopalnych w celu redukcji emisji CO₂ skłania do lepszego wykorzystania ciepła pochodzącego ze źródeł odnawialnych, co otwiera pole do współpracy z przedsiębiorstwami sektora dystrybucji energii. Korzyści z takich rozwiązań wydają się oczywiste i obopólne, a o pierwszych praktycznych realizacjach piszemy w dziale Informacje ze spółek. Otóż – jak czytamy, PGE Energia Ciepła jako pierwsza w Polsce wdrożyła trzy lata temu w Elektrociepłowni Gdańskiej technologię Power to Heat, oddając do użytku kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną. Dzięki temu wdrożeniu, tylko w 2024 roku elektrociepłownia spaliła 2500 ton węgla mniej i zmniejszyła emisję CO₂ o 5000 ton. Nie bez znaczenia jest fakt, że kotły elektrodowe pracujące na potrzeby ciepłownictwa działały również na rzecz bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

W działach poświęconych zagadnieniom prawnym – PTPIREE i legislacja oraz Paragraf w sieci – omawiamy najważniejsze działania naszego Towarzystwa w zakresie legislacji. Przybliżamy też najistotniejsze z punktu widzenia naszego sektora zmiany prawne. Dział technika i technologie poświęcamy analizie niezawodności sieci dystrybucyjnych w USA wskazując na rozbieżności metodologiczne, które w sposób jednoznaczny nie pozwalają porównać polskich i amerykańskich wskaźników SAIDI i SAIFI. Pisząc na temat łączności staramy się przybliżyć naszym Czytelnikom złożoną problematykę modulacji cyfrowych. Bieżące wydanie tradycyjnie zamyka felieton, dziś zatytułowany „Hurtem w kosmos”, a omawiający wysiłki państw i koncernów w kosmicznej ekspansji.

Zapraszam do lektury.

Katarzyna Zalewska-Wojtuś
Redaktor Naczelna

Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna”

– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

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

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

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

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

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

Data zamknięcia numeru: 31 stycznia 2025 r.

Spis treści

4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK

ROZMOWA MIESIĄCA

8 Suma obopólnych korzyści

10 RAPORT

Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH

12 PARAGRAF W SIECI

TECHNIKA I TECHNOLOGIE

14 Analiza niezawodności sieci

dystrybucyjnych w USA

ELEKTROMOBILNOŚĆ

20 Toyota Urban Cruiser

ŁĄCZNOŚĆ

21 Modulacje cyfrowe

23 FELIETON



» Stoen Operator

Przyszłość musi być smart

Cyfryzacja, inteligentne sieci elektroenergetyczne (smart grid) oraz nowe role i usługi na rynku energetycznym są kluczowymi elementami transformacji energetyki. Za toczącymi się zmianami muszą także podążać operatorzy systemów dystrybucyjnych.

W 2024 roku Stoen Operator położył szczególny nacisk na inicjatywy związane z rozbudową sieci oraz budową nowych, strategicznych obiektów infrastruktury sieciowej. Na realizację planów inwestycyjnych w ubiegłym roku operator przeznaczył rekordową kwotę ok. 650 mln zł.

Dobór elementów infrastruktury do smartyfikacji to często efekt szeregu różnych działań. W spółce warszawskiego operatora składają się na nie między innymi pilotażowe projekty badawczo-rozwojowe, w trakcie których testuje się innowacyjne rozwiązania. Jeżeli są one korzystne, spółka wdraża je na szerszą skalę. Duże znaczenie ma również optymalne wykorzystanie przepustowości sieci oraz jej zwiększanie tam, gdzie jest to najbardziej potrzebne. Oprócz tradycyjnej rozbudowy jest to możliwe właśnie dzięki zastosowaniu inteligentnych rozwiązań.

By sprostać potrzebom rynku i klientów, z których coraz większa część występuje w roli prosumentów, niezbędnym procesem jest wprowadzenie coraz nowocześniejszych rozwiązań z obszaru cyfryzacji. Stoen Operator wprowadza standaryzację na różnych poziomach. Przykładem takiego działania jest m.in. ujednolicenie sposobu budowy inteligentnych stacji w całej Grupie E.ON – zgodnie ze standardem kryjącym się pod nazwą „DigiONS”. Takie podejście pozwala spółce np. budować modułowe stacje smart, w których montuje łatwo wymienialne komponenty od różnych dostawców. Tego typu obiekty uruchamia się w prostszy sposób, nie są potrzebne indywidualne i skomplikowane projekty, a ewentualna wymiana urządzeń jest znacznie prostsza i szybsza. To przykład wdrażania smartyfikacji na niespotykaną dotąd skalę. ■

» PGE Dystrybucja

Modernizacja stacji Zamość zakończona

Zamojski oddział PGE Dystrybucja ukończył realizację projektu pn. „Modernizacja stacji 220/110/15 kV Zamość”, którego efektem jest podniesienie stabilności dostaw energii elektrycznej, a także zwiększenie potencjału przyłączania OZE do sieci dystrybucyjnej. Koszt inwestycji wyniósł niespełna 48 mln zł, z czego ponad 27,5 mln zł pokryła dotacja z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Przebudowany obiekt jest stacją współdzieloną, przyłączoną bezpośrednio do infrastruktury Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Do rozdzielni PSE 220 kV wprowadzona jest linia 220 kV „Dobrotwór”, przez którą odbywa się tranzyt energii w ramach wymiany międzynarodowej.

Prace przebiegały w pięciu etapach. Napowietrzną rozdzielnię 110 kV przebudowano na wewnętrzną w układzie dwusystemowym w technologii (GIS). Zmodernizowana została także rozdzielnia średniego napięcia 15 kV. Została ona wykonana jako dwusystemowa, czterosekcyjna, czteroprzedziałowa, wolnostojąca, w izolacji powietrznej, dostosowana parametrami do docelowej pracy z transformatorami o mocy 40 MVA.



Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Przebudowany obiekt jest stacją współdzieloną, przyłączoną bezpośrednio do infrastruktury Polskich Sieci Elektroenergetycznych

Realizacja zadania inwestycyjnego została wsparta przez fundusze zewnętrzne. PGE Dystrybucja w 2022 roku złożyła wniosek o dofinansowanie projektu modernizacji stacji Zamość w naborze pn. „Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania samochodów elektrycznych” zorganizowanym w ramach Funduszu Modernizacyjnego.

PGE Dystrybucja uzyskała dotację także na zasilenie terenu Euro-Park Stalowa Wola, Programu Liczniki Zdalnego Odczytu oraz budowę trzech magazynów energii: Warta, Jeziersko i Cisna. ■

» Enea Operator

Inwestycja w Żaganiu

Enea Operator, PSE oraz Tauron Dystrybucja przygotowali zakres prac związany z budową nowej stacji elektroenergetycznej 220/110 kV SE Żagań. Najważniejszym czynnikiem determinującym powstanie nowoczesnej infrastruktury energetycznej w tym rejonie województwa jest konieczność zapewnienia jakości i ciągłości dostaw energii elektrycznej do mieszkańców i przedsiębiorców regionu. Niemniej ważnym aspektem, przemawiającym za rozbudową infrastruktury energetycznej na południu lubuskiego, jest trwający od kilku lat intensywny rozwój przemysłu i firm logistycznych położonych w pobliżu autostrady A4. Kolejny związany jest z transformacją energetyczną, a co za tym idzie wzrostem liczby wytwórców energii z OZE i koniecznością przyłączenia ich do sieci energetycznej.

Enea Operator wybuduje trzy odcinki linii dwutorowych o łącznej długości ponad 16 km z SE Żagań do miejscowości Jankowa Żagańska, Kożuchów oraz Żary (ul. Zakładowa), zmodernizowała już linię 110 kV Jankowa Żagańska – Bolesławiec oraz jest w trakcie realizacji linii 110 kV relacji Żary – Budziechów oraz Zielona Góra Braniborska – Nowa Sól Graniczna. Prace te są efektem zawartego między spółkami porozumienia w sprawie koordynacji rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w obszarze stacji elektroenergetycznej 220/110 kV Żagań. Enea Operator podpisała umowę dotyczącą realizacji inwestycji w trybie „zaprojektuj i wybuduj” z firmą ELFEKO S.A. z Gdyni. Koszt inwestycji to ponad 26 mln zł. Realizacja inwestycji zaplanowana jest na trzy lata. ■

>> Energa-Operator

Większa moc dla ciepła

Energa-Operator zwiększy aż o 328 MW moc przyłączeniową dla PGE Energia Ciepła w Gdańsku, w tym m.in. dla pierwszych w Polsce kotłów elektrodowych produkujących ciepło. Spółka właśnie wydała warunki przyłączenia w tym zakresie. Zaplanowana na kilka lat inwestycja przyczyni się w dużym stopniu do dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa i zwiększenia udziału ciepła z OZE w systemie ciepłowniczym Gdańska.

Jednym z priorytetów spółki jest dostosowanie infrastruktury sieciowej do zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii, niezbędnej do zasilenia sektora wytwarzania ciepła. W ramach tych działań prowadzony jest intensywny dialog z przedstawicielami branży ciepłowniczej, którego nadrzędnym celem jest identyfikacja kluczowych wyzwań i potrzeb sektora związanych z rozwojem infrastruktury energetycznej.

Dzięki wdrażanym innowacyjnym rozwiązaniom sektor ciepłowniczy ma szansę nie tylko skutecznie przejść transformację energetyczną, ale także osiągnąć rentowność w krótkim okresie. Zwiększenie mocy przyłączeniowej odbiorczej o 328 MW do poziomu 404 MW pozwoli m.in. na większe wykorzystanie zielonej energii bezpośrednio z sieci do produkcji ciepła przy użyciu kotłów elektrodowych.

Integracja systemów elektroenergetycznego i ciepłowniczego umożliwi elektryfikację ciepłownictwa systemowego na dużą skalę. Technologia Power to Heat, rozumiana zarówno jako pompy ciepła, jak i kotły elektrodowe, w połączeniu z magazynami ciepła jest jednym z kluczowych rozwiązań,



Zdjęcie: Energa-Operator

Integracja systemów elektroenergetycznego i ciepłowniczego umożliwi elektryfikację ciepłownictwa systemowego na dużą skalę

które pozwoli na dekarbonizację systemów ciepłowniczych w sposób efektywny ekonomicznie i akceptowalny dla odbiorców końcowych. Będzie ona szczególnie istotna, gdy w systemie elektroenergetycznym pojawi się energia elektryczna z morskich farm wiatrowych PGE, ale już dzisiaj kotły elektrodowe wpływają na zmniejszenie zużycia węgla w Elektrociepłowni Gdańskiej.

PGE Energia Ciepła, jako pierwsza w Polsce, wdrożyła trzy lata temu w Elektrociepłowni Gdańskiej technologię Power to Heat, oddając do eksploatacji dwa kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną – o łącznej mocy 70 MWt.

Dzięki technologii Power to Heat w 2024 roku Elektrociepłownia spaliła ponad 2500 ton węgla mniej i ograniczyła swoją emisję CO₂ o prawie 5000 ton. W całym 2024 roku kotły elektrodowe, pracując na potrzeby ciepłownictwa, w tym także bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego wyprodukowały dla mieszkańców Gdańska ponad 400 tys. GJ ciepła, co statystycznie odpowiada zapotrzebowaniu około 13 tys. gospodarstw domowych.

>> Enea Operator

Projekt cyfryzacji dofinansowany z KPO

Budowa systemu monitorowania stanu transformatorów w sieci dystrybucyjnej, budowa i wdrożenie systemu wspomagającego analizy techniczne w zakresie przyłączania i prowadzenia eksploatacji sieci oraz rozwój Portalu Wytwórców w ramach systemu e-BOK – oto główne cele projektu, który w najbliższym czasie realizować będzie Enea Operator.

Spółka właśnie podpisała umowę z Ministerstwem Aktywów Państwowych na jego dofinansowanie z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Projekt ma na celu cyfryzację kluczowych procesów operacyjnych Enei Operator. Zostaną wdrożone nowe technologie i narzędzia informatyczne, które poprawią jakość usług, zwiększą elastyczność i efektywność rynkową spółki. Dzięki tym rozwiązaniom procesy technologiczne staną

się bardziej powtarzalne, a samo przedsiębiorstwo zyska nowe możliwości w zakresie transformacji cyfrowej.

Zadanie pod nazwą „Cyfryzacja procesów przeprowadzania analiz, obliczeń i monitorowania stanu elementów sieci elektroenergetycznej Enea Operator” obejmie cały obszar działalności spółki, czyli województwa: zachodniopomorskie, pomorskie, lubuskie, wielkopolskie i kujawsko-pomorskie. Wśród zaplanowanych prac są m.in.: budowa systemu monitorowania stanu transformatorów w sieci dystrybucyjnej, budowa i wdrożenie systemu wspomagającego analizy techniczne w zakresie przyłączania i prowadzenia eksploatacji sieci dystrybucyjnej oraz rozwój Portalu Wytwórców w ramach systemu e-BOK. Korzyści z realizacji projektu będą widoczne przede wszystkim

dzięki zmniejszeniu awaryjności sieci, przyspieszeniu działań mających na celu unikanie przerw w dostawach energii oraz usprawnieniu konserwacji i napraw sieci elektroenergetycznej.

Realizacja projektu pozwoli także na szerszą analizę wybranych elementów sieci elektroenergetycznej, szybszą identyfikację awarii oraz dokładniejszą ocenę skutków podłączania do sieci nowych źródeł OZE. Łączną wartość projektu oszacowano na poziomie 13,2 mln zł, w tym 7,9 mln zł (60 proc.) stanowi przyznane spółce dofinansowanie w ramach inwestycji A2.1.1 Inwestycje wspierające robotyzację i cyfryzację w przedsiębiorstwach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Realizacja inwestycji potrwa do połowy 2026 roku.

» PGE Dystrybucja

Korzyści zdalnego odczytu

PGE Dystrybucja zakończyła kampanię informacyjną poświęconą projektowi wymiany liczników na nowe inteligentne urządzenia. Zgodnie z harmonogramem do lipca 2031 roku urządzenia będą posiadali wszyscy klienci spółki. Głównym celem kampanii było dotarcie do klientów PGE Dystrybucja z informacją dot. programu wymiany liczników na Liczniki Zdalnego Odczytu (LZO) oraz zaprezentowanie korzyści, jakie ta wymiana przyniesie klientom PGE.

Kampania została oparta na formacie kreatywnym marki PGE, w którym głównymi bohaterami są zwierzęta i wpisuje się w realizowane przez spółkę kampanie pod hasłem „PGE prowadzimy w zielonej zmianie”. Została przeprowadzona on-line, w radio i mediach społecznościowych. ■

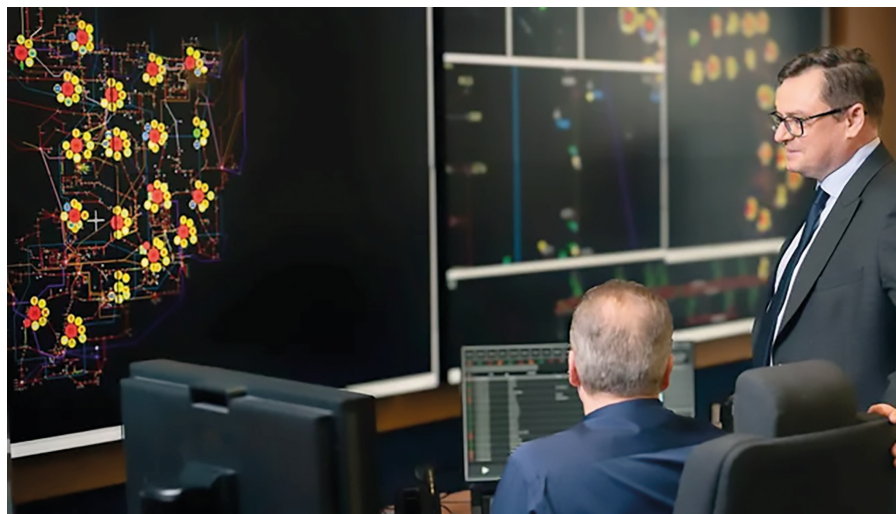
» Enea Operator

Nowa jakość obsługi

Enea Operator wprowadziła aplikację mobilną „Enea Operator 911”, która w założeniu ma ułatwić klientom zgłaszanie awarii oraz śledzenie postępów prac na liniach energetycznych. Aplikacja jest całkowicie darmowa, a dzięki niej klienci Enei Operator będą mogli kilkoma kliknięciami zgłosić przerwę w dostawach prądu. Otrzymają również natychmiastową informację o zaplanowanych pracach czy awariach, jak i o czasie ich usunięcia. Każdy użytkownik aplikacji ma możliwość zarejestrowania kilku Punktów Poboru Energii, np. dla domu i swojego miejsca pracy. Uruchomienie aplikacji nie oznacza natomiast, że Enea Operator rezygnuje z numeru alarmowego 911. Klienci nadal mogą z niego korzystać, przy czym zgłaszanie awarii zostało zautomatyzowane – teraz zgłoszenia przyjmuje wirtualny agent Pogotowia Energetycznego. Aplikację „Enea Operator 911” można pobrać na urządzenia mobilne z systemem Android i iOS z oficjalnych sklepów Google Play i App Store. ■

» Energa-Operator

Efekty inteligentnej sieci



Zdjęcie: Energa-Operator

System SCADA/ADMS pozwala na centralne, automatyczne zarządzanie siecią elektroenergetyczną

O jedną trzecią krótsze przerwy w dostawach energii, niższa emisja CO₂ i więcej energii z OZE – to efekty wdrożenia rozwiązań smart grid w Energa-Operator. Całkowity koszt projektu to 277 mln zł.

Energa-Operator zakończyła kluczowy etap projektu unowocześniania sieci średniego napięcia. Trwał on od roku 2017 i był możliwy dzięki dofinansowaniu ze środków unijnych. Wdrożenie rozwiązań smart grid pozwoliło na znaczącą poprawę działania sieci, większą od zakładanej na starcie projektu. Przede wszystkim Energa-Operator zmniejszyła przerwy w dostawach energii. Biorąc pod uwagę wszystkie przerwy, zarówno te zaplanowane, jak i wynikające z czynników zewnętrznych (tzw. SAIDI nieplanowane) tylko dla sieci średniego napięcia czas awarii skrócił się o jedną trzecią: do 128,3 minut rocznie na jednego odbiorcę w porównaniu z 2015 rokiem. Czas planowanych przerw został w tym okresie zredukowany o 42 proc. – z 39 minut do 22,8 minut.

Wdrożenie rozwiązań smart grid pozwoliło zmniejszyć nie tylko czas awarii, ale w konsekwencji także zaoszczędzić 185,4 MWh rocznie energii, którą w tym czasie może dodatkowo przyjąć sieć. Kolejnym krokiem w kierunku bardziej ekologicznej energii jest też ograniczenie emisji CO₂ o 150,6 ton.

Lepsze możliwości diagnozowania stanu sieci i skrócenie czasu reakcji na niespodziewane zdarzenia przyczyniło się także do znaczącego ograniczenia zużycia energii pierwotnej. Wskaźniki zostały oficjalnie

potwierdzone podczas kontroli Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Kluczowym elementem projektu przebudowy sieci do standardu smart grid było wdrożenie systemu SCADA/ADMS. System ten pozwala na centralne, automatyczne zarządzanie siecią elektroenergetyczną. Jego głównym zadaniem jest zdalne sterowanie i diagnostyka sieci. Dzięki monitorowaniu jej w czasie rzeczywistym oraz automatyzacji przełączeń na sieci (moduł FDIR) znacząco skraca się czas usuwania awarii. To obecnie najnowocześniejsze tego typu rozwiązanie w Polsce. Aby cały system sprawnie działał, a wszyscy dyspozytorzy w poszczególnych rejonach działania spółki mieli w tym samym czasie dostęp do niezbędnych informacji o stanie sieci, zamontowano ok. 1,8 tys. zdalnie sterowanych rozłączników na słupach sieci średniego napięcia, ponad 1,1 tys. rozdzielnic w stacjach SN/nn i prawie 3 tys. modemów komunikacyjnych w technologii TETRA. Nad działaniem sieci czuwa specjalistyczne oprogramowanie.

Częścią projektu była także budowa magazynu energii w Czernikowie. Jego pojemność to 2 MWh, a moc 1 MW. Stabilizuje on pracę dużej farmy fotowoltaicznej, mogącej wytwarzać nawet 3,5 GWh rocznie. Szybka realizacja projektu przebudowy sieci do standardów smart grid poprzez instalowanie inteligentnego opomiarowania i automatyzację sieci nie byłaby możliwa bez wsparcia unijnego. Koszt inwestycji wyniósł 277 mln zł, z czego na dofinansowanie przypadło 166 mln zł. ■

>> PGE Dystrybucja

Kluczowe projekty dofinansowane

PGE Dystrybucja zawarła dwie umowy z Ministerstwem Aktywów Państwowych na dofinansowanie projektów w ramach inwestycji A2.1.1 „Inwestycje wspierające robotyzację i cyfryzację w przedsiębiorstwach” Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Wartość zakontraktowanego wsparcia to prawie 184 mln zł, przy szacowanej wartości nakładów przekraczającej 424 mln zł.

Dzięki pozyskanym środkom PGE Dystrybucja będzie mogła współfinansować ze środków unijnych swoje dwa kluczowe projekty, tj. budowę Centralnej Dyspozycji Mocy dedykowanej do zarządzania liniami 110 kV oraz budowę sieci LTE450. Obydwa projekty przełożą się na poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski i pewniejsze dostawy energii dla odbiorców, którzy dodatkowo, na bieżąco będą mieli dostęp do informacji na temat swojego faktycznego zużycia energii i obliczonych według niego opłat.

Projekt „LTE450 – Budowa sieci łączności specjalnej w technologii LTE450 na obszarze PGE Dystrybucja S.A.” zapewni standaryzację procesów w obszarze łączności operacyjnej i technicznej poprzez wdrożenie spójnego i bezpiecznego systemu komunikacji bezprzewodowej LTE450.

Nowy system łączności specjalnej bazujący na technologii LTE450 zapewni komunikację z układami pomiarowymi (Liczniki Bilansujące) wszystkich stacji elektroenergetycznych SN/nn. Dodatkowo, system LTE450 wykorzystywany

będzie do bezpiecznej i efektywnej komunikacji dla potrzeb sprawnego i bezpiecznego przepływu danych z liczników energii elektrycznej umożliwiającej m.in. zdalne pozyskiwanie danych pomiarowych (smart metering). LTE450 zapewni ponadto komunikację głosową dla służb dyspozytorskich, co jest kluczowe dla prowadzenia ruchu urządzeń i bezpieczeństwa pracowników w terenie, szczególnie w czasie sytuacji kryzysowych, takich jak np. klęski żywiołowe, ataki terrorystyczne czy awarie masowe systemu elektroenergetycznego, powodujące długotrwałe przerwy w dostawie energii. Wsparcie projektu z KPO to prawie 143 mln zł.

Z kolei projekt „Centralna Dyspozycja Mocy dedykowana do zarządzania liniami 110 kV należącymi do PGE Dystrybucja (Projekt CDM)” uzyskał wsparcie w wysokości blisko 41 mln zł. Celem Projektu jest zaprojektowanie, dostarczenie i wdrożenie cyfrowego systemu zarządzania systemem energetycznym na terenie działania PGE Dystrybucja jako elementu krajowej infrastruktury krytycznej.

Wprowadzenie modernizacji będących wynikiem realizacji Projektu CDM zwiększy bezpieczeństwo i ciągłość funkcjonowania systemu energetycznego wprowadzając jednocześnie cyfryzację procesów i tworząc warunki klientom, prosumentom oraz instytucjom i przedsiębiorstwom do cyfrowego udziału w rynku energii. ■

>> TAURON Dystrybucja

Taryfa dynamiczna – G14dynamic

TAURON Dystrybucja jest pierwszym operatorem systemu dystrybucyjnego, który od 1 stycznia 2025 roku wprowadził taryfę dynamiczną dla klientów posiadających umowę na dystrybucję energii elektrycznej lub umowę kompleksową. Grupa taryfowa G14dynamic to czterostrefowa taryfa z dynamicznie zmieniającym się czasem trwania poszczególnych stref doby.

Czas trwania poszczególnych stref doby: „zalecane użytkowanie”, „normalne użytkowanie”, „zalecane oszczędzanie”, „wymagane ograniczenie” jest określany w „Energetycznym Kompasie” – aplikacji i serwisie internetowym udostępnionym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne.

Strefy doby nie są stałe w ciągu roku, mogą zmieniać się każdego dnia i są uzależnione od zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Informacje o czasie ich trwania na dany dzień PSE udostępnia w godzinach wieczornych z jednodniowym wyprzedzeniem.

Korzystanie z taryfy dynamicznej wymaga zatem od klienta większego zaangażowania: śledzenia zmieniających się stref doby oraz dostosowywania do nich swojego zużycia prądu.

Aby korzystać z grupy taryfowej G14dynamic, klient powinien złożyć w TAURON Dystrybucji wniosek o zmianę grupy taryfowej dla usług dystrybucji energii elektrycznej i dokonać odpowiednich zmian w umowie na dystrybucję energii elektrycznej lub umowie kompleksowej. Zgodnie z taryfą klient może zmienić wybraną grupę taryfową raz na 12 miesięcy, a w przypadku zmiany stawek opłat – w okresie 60 dni od dnia wejścia w życie nowej taryfy. ■



Zdjęcie: PGE Dystrybucja

Wartość zakontraktowanego wsparcia to prawie 184 mln zł, przy szacowanej wartości nakładów przekraczającej 424 mln zł

Informacje ze spółek
opracowała
Marzanna Kierzkowska

Suma obopólnych korzyści

Rozmowa z Bogusławem Regulskim, Wiceprezesem Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.

» **Panie Prezesie, IGCP zrzesza i wspiera przedsiębiorstwa ciepłownicze. W związku z transformacją energetyczną, której elementem będzie także integracja sektorowa i elektryfikacja ciepłownictwa, z czym wiąże się wzmożone zainteresowanie branży elektroenergetycznej sektorem ciepłowniczym, poproszę o przybliżenie, jakie przedsiębiorstwa są członkami Izby i na czym koncentruje się Państwa działalność?**

Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie to jedyna organizacja samorządu gospodarczego, która reprezentuje interesy około 250 przedsiębiorstw ciepłowniczych o różnej wielkości i własności, które zajmują się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepła systemowego. Ciepło systemowe pokrywa, wg GUS, około 50 proc. potrzeb gospodarstw domowych w naszym kraju i nasi członkowie mają w tym zakresie bez wątpienia najważniejszy i zasadniczy udział. Nasza działalność statutowa jest wielowątkowa. Najważniejszym przesłaniem naszej organizacji jest reprezentowanie interesów sektora ciepłowniczego we wszelkich procesach decyzyjnych i legislacyjnych wobec wszelkich organów państwowych, administracji, samorządów, dzięki czemu jest możliwe kreowanie odpowiednich warunków dla rozwoju ciepłownictwa systemowego. Kładziemy nacisk na integrację środowiska ciepłowniczego, podnoszenie poziomu wiedzy i kompetencji w branży poprzez prowadzenie działalności edukacyjnej, współpracując jednocześnie ze środowiskiem naukowym i gospodarczym. To również kreowanie wizerunku i pozycji ciepła systemowego.

» **Dużo się obecnie mówi się o transformacji ciepła – jakie są cele tej transformacji i jej główne wyzwania?**

Temat transformacji ciepłownictwa w naszym kraju od pewnego czasu stanowi jeden z zasadniczych w kontekście wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. I mówią o tym praktycznie wszyscy. Wynika to przede wszystkim z faktu, że ciepłownictwo systemowe, tak jak zresztą cała energetyka, opierało się i nadal opiera na wykorzystywaniu do celów wytworzenia ciepła paliw kopalnych, przede wszystkim węgla. Biorąc pod uwagę daleko idące, europejskie dążenie do redukcji emisji CO₂, dalsze wykorzystywanie tych nośników energii nie idzie więc w parze z realizacją postawionych w UE celów klimatycznych. Dlatego

stoimy przed koniecznością rewizji swoich dotychczasowych rozwiązań. I stąd też tak duże zainteresowanie tym problemem.

Zasadniczym celem tej transformacji, z mojego punktu widzenia, jest właśnie redukcja emisji CO₂, której cele, obszary i mechanizmy wskazane do zastosowania reguluje Dyrektywa o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS). Biorąc pod uwagę kierunki przyjętej w UE polityki realizacja tego celu jest konieczna, zaś w sektorze ciepłowniczym – możliwa na wiele sposobów. I te sposoby stanowią zestaw mechanizmów regulacyjnych wspierających osiągnięcie założonych celów, a co za tym idzie wskazuje na wyzwania jakim musi stawić czoła sektor ciepłowniczy.

W wachlarzu tych regulacji znajdują się więc: zwiększenie wykorzystania ciepła z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, którego kierunki wskazane są bezpośrednio w Dyrektywie o odnawialnych źródłach energii (RED), a pośrednio w Dyrektywie o efektywności energetycznej (EED) w kontekście definicji „efektywnego systemu ciepłowniczego”, czy też wreszcie w Dyrektywie o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD) poprzez regulacje dotyczące budynków „zeroemisyjnych”, dla których „efektywne systemy ciepłownicze” staną się w przyszłości kluczowym rozwiązaniem w zakresie zaopatrzenia w ciepło. To także poprawa szeroko pojętej efektywności energetycznej procesów energetycznych: wytwarzania i przesyłania oraz dystrybucji ciepła oraz sposobów jego wykorzystania.

» **Jakie są w związku z tym postulaty Izby w pracach prowadzonych aktualnie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska?**

Właśnie jesteśmy teraz na etapie wdrażania regulacji klimatycznych UE na nasze, ciepłownicze podwórko. Ministerstwo Klimatu i Środowiska powołało w ubiegłym roku specjalny Zespół ds. transformacji ciepłownictwa oraz określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła, w skład którego weszli reprezentanci wszystkich stron zainteresowanych procesem transformacji sektora, w tym oczywiście przedstawiciele naszej Izby. Wśród postulatów tzw. „krótko terminowych” na pierwszy plan stawiamy jak najszybsze poprawienie stanu ekonomicznego naszej branży poprzez zmiany w mechanizmach regulacyjnych dotyczących taryfowania. Bez tego kroku, bez wzmocnienia finansów podmiotów ciepłowniczych nie da

się wdrożyć inwestycji, których transformacja wymaga. Kolejnym naszym postulatem jest uzdrowienie mechanizmów związanych z obowiązkiem poprawy efektywności energetycznej, które zawierają nasze przepisy ustawy o efektywności energetycznej. W obecnym stanie nie są one wystarczająco nomen omen efektywne dla realizacji postawionych przed branżą energetyczną celów w tym zakresie. No i oczywiście wskazujemy na obszar wspierania zewnętrznego finansowania inwestycji ciepłowniczych, bez którego trudno będzie mówić o sukcesie transformacji.

» **Systemy ciepłownicze w przeciwieństwie do systemów energetycznych mają wymiar lokalny. W Polsce mamy kilkaset ciepłowni, których źródłem ciepła jest węgiel. Co w perspektywie 10-20 lat będzie źródłem ciepła, kiedy węgiel nie będzie już wykorzystywany do ogrzewania naszych mieszkań?**

Patrząc na regulacje UE np. przez pryzmat definicji „efektywnego systemu ciepłowniczego” w perspektywie 10 lat, czyli po 2035 roku, zacznie już obowiązywać zasada, że taki system musi posiadać albo nie mniej niż 50 proc. ciepła z OZE lub ciepła odpadowego, albo nie mniej niż 85 proc. ciepła zmieszanego z technologii wysokosprawnej kogeneracji i ciepła z OZE lub ciepła odpadowego, ale tego ciepła z OZE lub/i odpadowego nie może być mniej niż 35%. W przypadku spalania paliw kopalnych „wysokosprawna kogeneracja” oznacza konieczność uzyskania bardzo niskiego poziomu emisji CO₂, co w naszych systemach ciepłowniczych może się udać jedynie z wykorzystaniem paliw gazowych. Zaś w perspektywie 20 lat, czyli po roku 2045, efektywny system ciepłowniczy definiowany jest tylko przez udział ciepła z OZE lub ciepła odpadowego, którego ma być nie mniej niż 75 proc. Tak więc przyszłość ciepłownictwa systemowego to różnorodność nośników energii i technologii spełniających te cechy. Będą to więc zapewne z jednej strony: zrównoważona biomasa, biogaz i inne biopaliwa czy też zielony wodór, które nadal będziemy mogli „spalać” (również w wysokosprawnej kogeneracji), zaś z drugiej strony: słońce, geotermia, zielona energia elektryczna oraz ciepło odpadowe z różnych procesów czy tzw. energia otoczenia, które poprzez nowoczesne technologie pozwolą na wytworzenie ciepła systemowego. Monokultura nośników energii i technologii raczej nam nie grozi.

» **Dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych zależnych pogodowo powoduje, że w niektórych godzinach generacja z OZE przewyższa zapotrzebowanie na energię elektryczną. Odpowiedzią na to wyzwanie może być wykorzystanie tej energii w systemach ciepłowniczych. Jak branża ciepłownicza ocenia możliwości i perspektywy zastosowania takiego rozwiązania? Jaka jest Państwa wizja integracji sektorowej?**

Prawdą jest, że wśród nośników energii spełniających wymagania redukcji emisji CO₂ w instalacjach ciepłowniczych jest energia elektryczna. A pochodząc dodatkowo z odnawialnych źródeł energii daje możliwość spełnienia przez systemy ciepłownicze oczekiwań co do zwiększenia wykorzystania ciepła z OZE, a w konsekwencji uzyskania wkładu do osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Oznacza to, że dotychczasowy wachlarz technologii wytwarzania ciepła rozszerza się o wykorzystanie do tego celu pomp ciepła i kotłów elektrycznych. Ponadto, ciepłownictwo systemowe ma zdolność do magazynowania energii pod postacią ciepła w magazynach ciepła, co pozwala na zwiększenie efektywności wykorzystania odnawialnych źródeł



Zdjęcie: IGCP

Bogusław Regulski, Wiceprezes Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie

energii elektrycznej patrząc z perspektywy całej gospodarki elektroenergetycznej. Pamiętać też należy, że systemy ciepłownicze, dzięki zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, są również wytwórcą energii elektrycznej, która w zmieniającym się dynamicznie rynku, powiązanym w coraz większym stopniu od pogodowo zależnych odnawialnych źródeł energii elektrycznej, jest bardzo ważna dla bezpieczeństwa i efektywnego zbilansowania systemu elektroenergetycznego. Tak więc integracja sektorów ciepłowniczego i energetycznego to działanie ze wszech miar potrzebne dla całej branży energetycznej.

» **IGCP wspiera Operatorów Systemów Dystrybucyjnych energii elektrycznej zrzeszonych w PTPiREE w przygotowaniu ankiety dla przedsiębiorstw ciepłowniczych na potrzeby sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych znajdujących się na obszarze działania poszczególnych OSD w zakresie świadczenia usług systemowych, udostępniania instalacji zarządzania popytem oraz magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na rzecz tego operatora. W jakim zakresie wyniki tej pracy mogą być przydatne także dla branży ciepłowniczej?**

Przepisy art. 10d ustawy Prawo energetyczne, które są pokłosiem zapisów art. 24 Dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, podkreślają ważną rolę nadwyżek energii elektrycznej generowanej z odnawialnych źródeł energii, jaką odegra ona w procesie kształtowania efektywnych systemów ciepłowniczych. Dlatego wiedza na temat oczekiwań i potrzeb sektora ciepłowniczego w tym obszarze jest dla operatorów systemów elektroenergetycznych bardzo ważna. Ta wiedza pozwoli między innymi nie tylko na wykorzystanie systemów ciepłowniczych do bieżącego „sterowania” pracą sieci energetycznej, ale będzie kluczem do efektywnego planowania inwestycji w rozwój tej infrastruktury. Tak więc korzyści będą w mojej ocenie obopólne.

» **Dziękuję za rozmowę.**

Rozmawiała Katarzyna Zalewska-Wojtuś

Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w grudniu 2024 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE	- Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw – Dz.U. z 13.12.2024 r., poz. 1847 - Propozycje (Krajowej Izby Gospodarczej Społeczności Energetycznych) zmian legislacyjnych dot. spółdzielni energetycznych - Materiał dla MKiŚ – Odniesienie się PTPIREE do propozycji KIGSE - Pismo PKEE do sejmowej Komisji STR ws. poselskiego projektu zmian w prawie energetycznym (oświetlenie uliczne) – 6.12
2.	Nowelizacja rozporządzenia taryfowego	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 grudnia 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną – Dz.U. z 9.12.2024 r., poz. 1814
3.	Nowelizacja ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku	Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw – Dz.U. z 11.12.2024 r., poz. 1831
4.	Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy	- Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy – druk sejmowy nr 927 - Uzasadnienie projektu nowelizacji ustawy o rynku mocy – do druku nr 927

1. Zagadnienia związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE

13 grudnia 2024 r. w Dzienniku Ustaw opublikowana została ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Regulacja – w pracach nad którą uczestniczyło PTPIREE – zawiera przede wszystkim modyfikacje zasad rozliczeń prosumentów, w tym: możliwość powrotu do systemu rozliczeń opartego na średniej miesięcznej cenie energii elektrycznej (RCEm), dla prosumentów, którzy zaczęli wytwarzać energię przed 1 lipca 2024 roku, możliwość przejścia ww. prosumentów na rozliczenie w oparciu o rynkową godzinową cenę energii elektrycznej (RCE), zwiększenie wartości depozytu prosumenckiego o 23%, 30% zwrot nadpłaty za niewykorzystaną wartość energii, a także zmiany porządkujące, w tym związane z przesunięciem wejścia w życie przepisów dot. prosumenta wirtualnego energii odnawialnej. Ustawa – z wyjątkami – weszła w życie po 14 dniach od ogłoszenia.

W związku z propozycjami zmian legislacyjnych otrzymanymi z Krajowej Izby Gospodarczej Społeczności Energetycznych,

Departament Elektroenergetyki MKiŚ zwrócił się do PTPIREE o stanowisko do postulowanych zagadnień – w szczególności związanych z montażem LZO i w zakresie przyłączania spółdzielni energetycznych do sieci elektroenergetycznych. W odpowiedzi przekazano odniesienie PTPIREE do proponowanych modyfikacji w ustawach: o OZE, tzw. wiatrakowej oraz w Prawie energetycznym, dotyczące skrócenia czasu na zainstalowanie LZO, zmian w definicji „mikroinstalacji” poprzez zwiększenie mocy zainstalowanej do 150 kW, umożliwienia Lasom Państwowym działalności w ramach spółdzielni energetycznych, przydzielenia przez inwestorów 10% mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej tylko na cele spółdzielni energetycznej, zmian zapisów dotyczących warunków przyłączenia instalacji odnawialnych źródeł energii.

Na początku grudnia do sejmowej Komisji Samorządu Terytorialnego i Polityki Regionalnej (STR) przekazano pismo PKEE krytycznie odnoszące się do skierowanego w październiku do Sejmu poselskiego projektu zmiany ustawy – Prawo energetyczne w zakresie infrastruktury oświetleniowej (druk 827). Dla przypomnienia –

w projekcie proponuje się rozwiązanie, na podstawie którego gminy – po uzgodnieniu warunków technicznych z przedsiębiorstwem energetycznym – mogłyby nieodpłatnie dysponować infrastrukturą oświetleniową tego przedsiębiorstwa w zakresie niezbędnym do wykonania czynności związanych z eksploatacją, remontem, przebudową lub budową oświetlenia na terenie gminy. Przedsiębiorstwo energetyczne byłoby zobowiązane do uzgodnienia ww. warunków technicznych w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku przez gminę. Ewentualny ciąg dalszy prac nad projektem jest monitorowany w ramach PTPIREE, natomiast dotychczas nie wyznaczono terminu rozpatrzenia projektu przez Komisję STR.

Jak wynika z opublikowanego w połowie miesiąca komunikatu resortu klimatu i środowiska „W MKiŚ przygotowany jest projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii, którego celem jest etapowanie przystąpienia poszczególnych kategorii użytkowników rynku energii do realizacji zadań za pośrednictwem CSIRE. Przystępowanie to ma się odbywać w zależności



Zdjęcie: Adobe Stock, NIKOKO

Regulacja zawiera m.in. modyfikacje zasad rozliczeń prosumentów

od wielkości podmiotu – począwszy od 1 lipca 2025 r. do 19 października 2026 r. Zadbano przy tym o utrzymanie terminu wdrożenia przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego od 2 lipca 2025 r., przy umożliwieniu jego funkcjonowania w okresie przejściowym do października 2026 r. na terenie jednego OSD.”

2. Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną

9 grudnia 2024 r. w Dzienniku Ustaw opublikowano Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 grudnia 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Zmiana ma zapewnić funkcjonowanie mechanizmów umożliwiających stabilizowanie i elastyczne przenoszenie w taryfie OSP kosztów ujmowanych w opłacie jakościowej, kalkulowanej i uwzględnianej

w tej taryfie przez uwzględnianie w kolejnych latach odchyłań pomiędzy planowaną wielkością kosztów opłaty jakościowej a jej rzeczywistym wykonaniem. Rozporządzenie weszło w życie dzień po ogłoszeniu.

3. Nowelizacja ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw

11 grudnia 2024 r. w Dzienniku Ustaw opublikowana została ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw. Celem znowelizowanych rozwiązań jest kontynuacja pewnego zakresu działań osłonowych także w roku 2025, m.in. utrzymanie do 30 września 2025 r. na dotychczasowym poziomie 500 zł/MWh ceny maksymalnej dla gospodarstw domowych, a w przypadku

pozostałych grup odbiorców (JST, podmioty użyteczności publicznej) – na poziomie 693 zł/MWh – stosowanej w rozliczeniach za dostawę energii elektrycznej zrealizowanej do 31 marca 2025 r. Dodatkowo – do połowy 2025 r. przedłużono zwolnienia z opłaty mocowej tych odbiorców, którzy pobierają energię elektryczną na własne potrzeby z punktów poboru o napięciu co najwyżej 1 kV. Ustawa weszła w życie dzień po ogłoszeniu.

4. Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy

31 grudnia 2024 r. – po przyjęciu przez Radę Ministrów – do Sejmu skierowano rządowy projekt nowelizacji ustawy o rynku mocy (druk sejmowy nr 927). Projekt dotyczy wprowadzenia aukcji uzupełniających na rynku mocy od II połowy 2025 roku do roku 2028; w aukcjach nabywana ma być dodatkowa moc na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

Biurowie PTPiREE
Poznań, 3 stycznia 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.



Nowelizacja Prawa energetycznego dotycząca wodoru

20 stycznia 2024 r. weszła w życie ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1881). Ustawa nowelizuje Prawo energetyczne oraz szereg innych ustaw, w tym Prawo budowlane, ustawę o odnawialnych źródłach energii i ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Wprowadza także siatkę pojęć porządkujących rynek wodoru, w tym definicję wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego, przesyłania, magazynowania i dystrybucji wodoru. Ustawa reguluje zasady koncesjonowania działalności związanej z wodorem, w tym polegającej na magazynowaniu wodoru. Nowelizacja określa zasady wyznaczania operatorów wodorowych, w tym ich certyfikacji oraz funkcjonowania systemów wodorowych. Zgodnie z nowelizacją, dostarczanie wodoru będzie dokonywane w oparciu o umowę sprzedaży wodoru, umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji wodoru i umowę o świadczenie usług magazynowania wodoru. Możliwe jest także zawarcie umowy kompleksowej wodorowej. W Prawie budowlanym przewidziano pewne uproszczenia administracyjne m.in. związane z budową sieci wodorowych o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa i przyłączy wodorowych – budowa tego typu elementów infrastruktury nie będzie wymagała pozwolenia na budowę, lecz zgłoszenia.

Narodowy Cel Wskaźnikowy

W dniu 10 stycznia 2025 r. do Sejmu wpłynął projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw. Ustawa ta określa wysokość Narodowego Celu Wskaźnikowego („NCW”), tj. minimalnego udziału innych paliw odnawialnych,

» » »

Nowelizacja określa zasady wyznaczania operatorów wodorowych, w tym ich certyfikacji oraz funkcjonowania systemów wodorowych.

Zgodnie z nowelizacją, dostarczanie wodoru będzie dokonywane w oparciu o umowę sprzedaży wodoru, umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji wodoru i umowę o świadczenie usług magazynowania wodoru.

Możliwe jest także zawarcie umowy kompleksowej wodorowej.

W Prawie budowlanym przewidziano pewne uproszczenia administracyjne m.in. związane z budową sieci wodorowych o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa i przyłączy wodorowych.

ciekłych paliw węglowych pochodzących z recyklingu, gazowych paliw węglowych pochodzących z recyklingu i biokomponentów zawartych w paliwach w transporcie na kolejne lata (9,2% w 2025 roku i 10% w latach kolejnych). Nowelizacja ustala zasady zaliczania na poczet NCW energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Wyznacza również minimalny udział zaawansowanych biokomponentów wytwarzanych z surowców wskazanych w załączniku nr 1 do ustawy w sektorze transportu. Nowelizacja ogranicza udział biokomponentów wytworzonych z roślin spożywczych lub pastewnych oraz ze zużytego oleju kuchennego i tłuszczu zwierzęcych.

Miejskie plany adaptacji

W dniu 11 stycznia 2025 r. częściowo weszła w życie ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1940). Nowelizacja wprowadziła pojęcie miejskiego planu adaptacji. Miejski plan adaptacji jest dokumentem mającym na celu zmniejszenie podatności miasta na zmiany klimatu, w tym poprawę zdolności przystosowania miasta do zmian klimatu. Miejski plan adaptacji będzie sporządzany dla miast o liczbie ludności równej 20 tysięcy lub większej. W zakresie obowiązku uchwalenia przez radę gminy miejskiego planu adaptacji przepisy wejdą w życie 1 lipca 2025 r. Gminy będą miały 30 miesięcy na uchwalenie miejskich planów adaptacji. Elementy planu zostały określone w ustawie.

Powstaje druga w Polsce linia bezpośrednia

Do wykazu linii bezpośrednich prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki została wpisana druga linia bezpośrednia. Planowana inwestycja zlokalizowana będzie w województwie kujawsko-pomorskim i należy do Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej Sp. z o.o. Linia bezpośrednia umożliwia łączenie wytwórców energii elektrycznej oraz jej odbiorców z pominięciem publicznej sieci dystrybucyjnej. Przede wszystkim pozwala na szersze wykorzystanie lokalnych źródeł OZE przez odbiorców przemysłowych, stanowiąc uzupełnienie dla instalacji autoproducentkich.

Niższe ceny energii elektrycznej dla gmin

Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości



Zdjęcie: Adobe Stock, scharfsm86

Ustawa wprowadza m.in. siatkę pojęć porządkujących rynek wodoru, w tym definicję wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego, przesyłania, magazynowania i dystrybucji wodoru

cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw przedłużyła ochronę części odbiorców przed wysokimi cenami energii elektrycznej. Z ceny maksymalnej na poziomie 693 zł za MWh netto mogą skorzystać jednostki samorządu i podmioty wrażliwe (np. noclegownie, domy pomocy społecznej, żłobki), ale tylko do końca marca 2025 r. Jednostki samorządu terytorialnego oraz podmioty użyteczności publicznej, aby skorzystać z ochrony ceny maksymalnej energii muszą ponownie złożyć oświadczenia do sprzedawcy energii elektrycznej do 31 stycznia 2025 r. W dniu 14 stycznia br. weszło w życie rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2025 r. w sprawie wzoru oświadczenia odbiorcy uprawnionego określające nowy wzór oświadczenia.

Nowa lista sprzedawców zobowiązanych

W dniu 19 grudnia 2024 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował informację nr 66/2024 w sprawie wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na rok 2025, o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (OZE). Zgodnie z art. 40 ust. 3 ustawy OZE Prezes URE, w drodze decyzji, wyznacza na sprzedawcę zobowiązanego:

- 1) sprzedawcę energii elektrycznej o największym wolumenie jej sprzedaży w okresie od dnia 1 stycznia danego roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 października każdego roku, na rok następny;
- 2) sprzedawcę energii elektrycznej o największym wolumenie jej sprzedaży w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 sierpnia tego roku na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 października każdego roku, na rok następny.

Wykonując dyspozycje powołanych przepisów prawa, Prezes URE wyznaczył na rok 2025 – 181 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Udostępnianie informacji konsumentom

Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów ocenił, że udostępniony konsumentom link do strony internetowej nie spełnia wymogów trwałego nośnika,

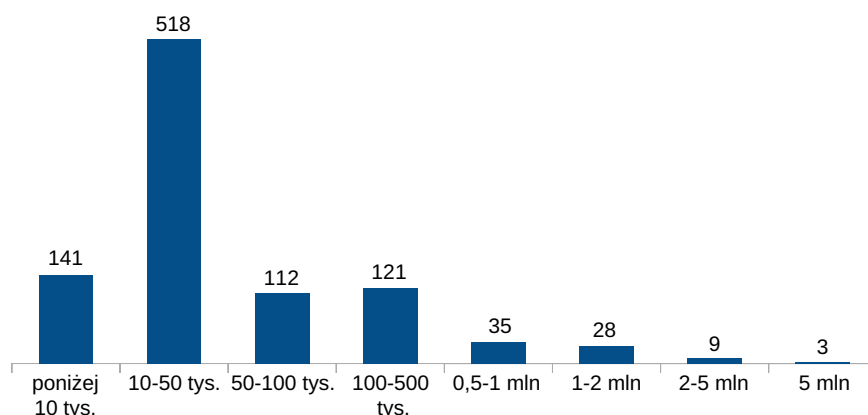
jeżeli zawartość tej strony można zmienić lub usunąć. Taki pogląd został wyrażony w decyzjach Prezesa UOKiK dotyczących dwóch dostawców usług płatniczych. Przedsiębiorcy ci nie dostarczali na trwałym nośniku informacji o proponowanych zmianach warunków umów o usługę płatniczą zawieranych z konsumentami, jak również nie uwzględniali w swoich umowach odpowiednich klauzul modyfikacyjnych pozwalających na ich zmianę. Pojęcie „trwałego nośnika” wynika z przepisów unijnych oraz krajowych, m.in. dyrektywy 2015/2366 w sprawie usług płatniczych w ramach rynku wewnętrznego oraz ustawy o usługach płatniczych, która implementuje tę dyrektywę. Według organu nie jest trwałym nośnikiem strona internetowa dostawcy usług płatniczych. Nieprawidłowa jest więc praktyka wysłania konsumentom maili z linkiem do pliku w formacie pdf zapisanym na tej stronie. Za trwały nośnik można uznać m.in. dokument papierowy, kartę pamięci, pendrive, wiadomość mailową lub załączony do niej plik, np. w formacie pdf. Natomiast samo hiperłącze przekierowujące na stronę internetową nie spełnia wymogów trwałego nośnika, jeżeli tego rodzaju strona internetowa nie spełnia cech trwałego nośnika. Są to kolejne decyzje Prezesa UOKiK, które powinny być wzięte pod uwagę przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Analiza niezawodności sieci dystrybucyjnych w USA

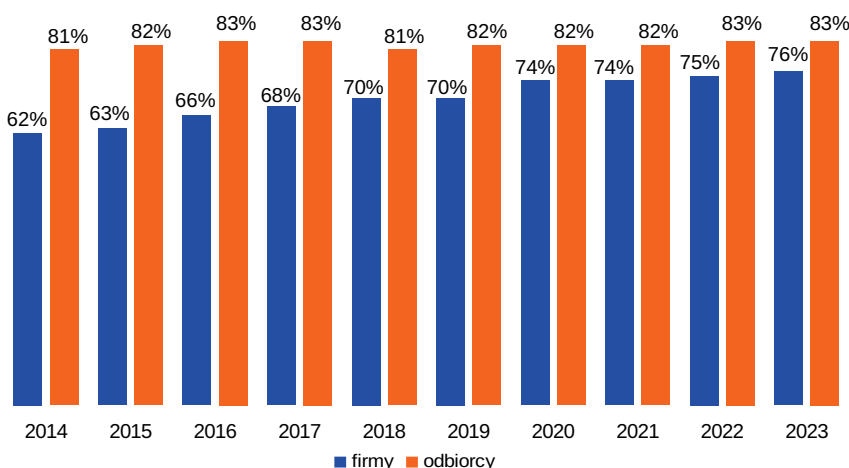
W większości krajów na świecie jednym ze sposobów oceny systemów energetycznych są wskaźniki niezawodności. Dwa główne wskaźniki to SAIDI (przeciętny czas trwania przerwy długiej i bardzo długiej) i SAIFI (przeciętna częstość występowania przerwy długiej i bardzo długiej). Niniejszy artykuł koncentruje się na ocenie wskaźników SAIDI/SAIFI przez pryzmat operatorów systemu dystrybucyjnego w USA, w latach 2014-2023.

JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI
Biuro PTPIREE

Analiza opiera się na danych pochodzących z rocznych raportów Energy Information Administration (EIA), obejmujących przedsiębiorstwa prywatne, państwowe oraz spółdzielcze, zobowiązane do wypełnienia formularza EIA-861 Annual Electric Power Industry Report [4]. Dokument ten gromadzi roczne informacje o uczestnikach branży elektroenergetycznej zaangażowanych w wytwarzanie, przesył, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych i na ich terytoriach. Wśród wielu publikowanych informacji znajdują się m.in. wartości SAIDI i SAIFI zarówno z uwzględnieniem, jak i z wyłączeniem skutków zdarzeń nadzwyczajnych. Do takich zdarzeń należą przede wszystkim ekstremalne zjawiska pogodowe, takie jak silne wiatry, tornada, burze, trzęsienia ziemi, powodzie, pożary i inne katastrofy, które mają bardziej destrukcyjny wpływ niż typowe warunki, na które sieć energetyczna była projektowana. Dni, w których wystąpiły tego typu sytuacje, charakteryzują się znacząco wyższymi wartościami SAIDI i określane są jako Major Event Days (MED). Do wykluczenia odstających dni wykorzystywany jest Guide means the IEEE Guide for Electric Power Distribution



Rys. 1. Struktura operatorów wg liczby odbiorców w 2023



Rys. 2. Procent operatorów sieci w USA korzystających ze standardu IEEE 1366

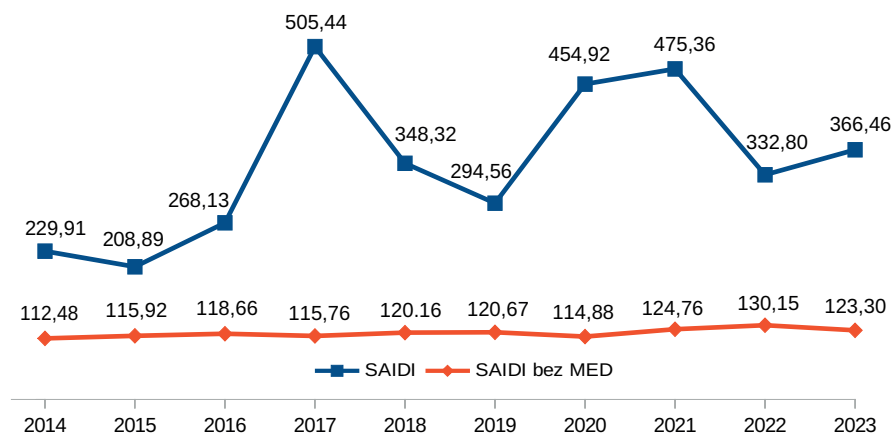
Reliability Indices, IEEE 1366-2003, IEEE 1366-2012 opracowany przez Institute of Electrical and Electronics Engineers (w dalszej części artykułu przywoływany jako standard IEEE) lub inne metody. Standard IEEE traktuje niezawodność systemu jako proces losowy, a wskaźniki niezawodności jako zmienne losowe. Rozkład statystyczny tych wskaźników może być zaburzony przez zdarzenia ekstremalne. Do identyfikowania nietypowych dni (MED) wykorzystywana jest metoda beta 2,5 (β 2,5) [2]. Metoda opiera się na obliczeniu wartości progowej dziennego SAIDI. Wartościienne, które przekraczają próg, są usuwane z obliczania rocznego wskaźnika SAIDI.

W tym miejscu należy wspomnieć, że przez część operatorów stosowane są inne definicje, które określają MED np. jako dowolny dzień, w którym przerwa w dostawie energii dotyczyła co najmniej 10% odbiorców operatora lub jako „nienormalne” sytuacje, takie jak huragany, powodzie, katastrofalne lub awarie urządzeń, w wyniku których nastąpiła utrata więcej niż 10% szczytowego obciążenia systemu.

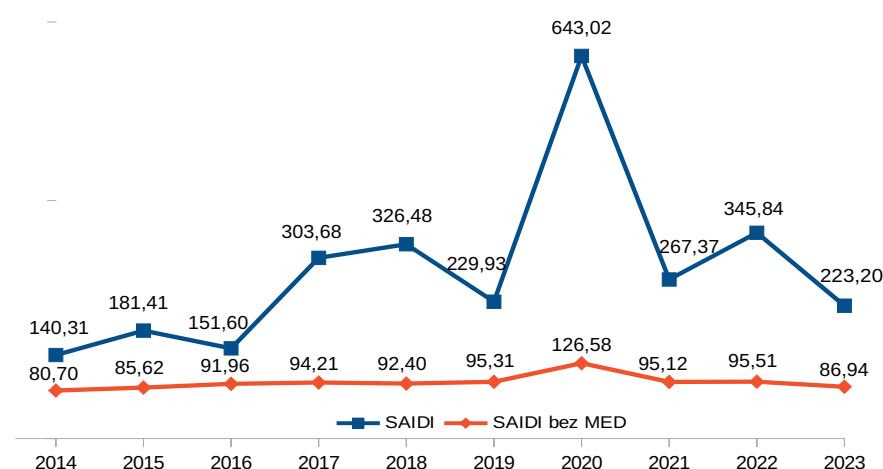
Gromadzone przez EIA dane dotyczą około tysiąca operatorów. Liczba ta zmienia się w zależności od roku, w 2023 było to 967 przedsiębiorstw. Są to operatorzy różnej wielkości, od najmniejszych obsługujących kilkunastu odbiorców do tych zarządzających sieciami na potrzeby milionów odbiorców (rys. 1). Największy operator (Florida Power & Light Co) dostarcza energię elektryczną do prawie 5,87 mln odbiorców. Dla każdego z operatorów jest także wskazane napięcie, które jest granicą przypisania do sieci dystrybucyjnej. Dla roku 2023 najczęściej była to wartość 12,5 kV, maksymalnie, dla 2,6% firm – 69 kV.

Na rysunku 2 przedstawiono wykorzystanie przez operatorów sieci standardu IEEE, do wyznaczania wskaźników SAIDI/SAIFI. Dane wskazują, że coraz więcej firm korzysta z wykluczenia ekstremalnych zjawisk na podstawie tego standardu. W 2023 roku było to 76% operatorów, które swoim zasięgiem obejmowały 83% odbiorców. Spośród operatorów o liczbie odbiorców powyżej 1 mln (w dalszej części artykułu tego typu przedsiębiorstwa oznaczono jako „duże”) aż 35 z 40 (87,5%) korzystało ze standardu IEEE.

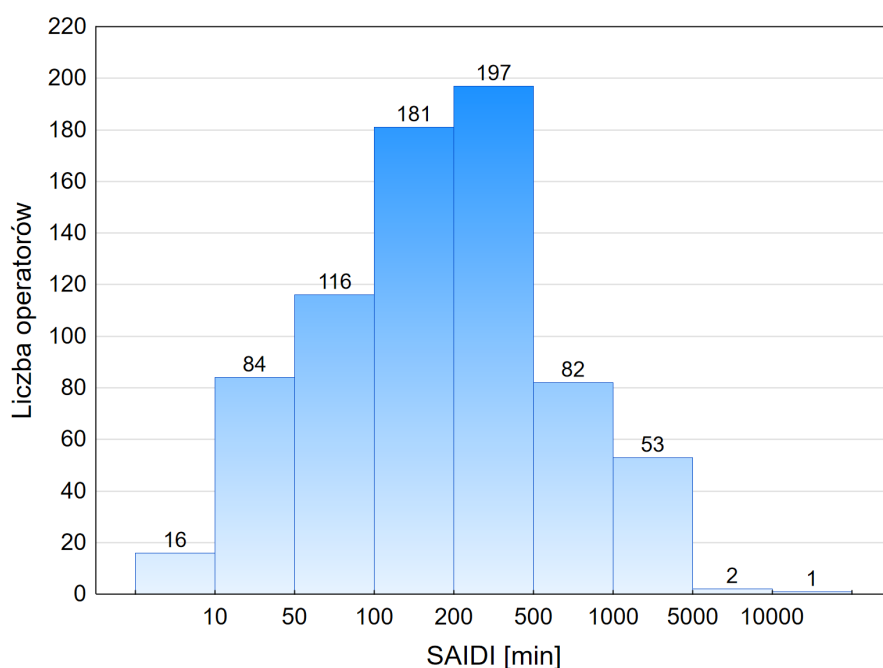
W artykule przeanalizowano wskaźniki SAIDI i SAIFI z okresu 2014-2023



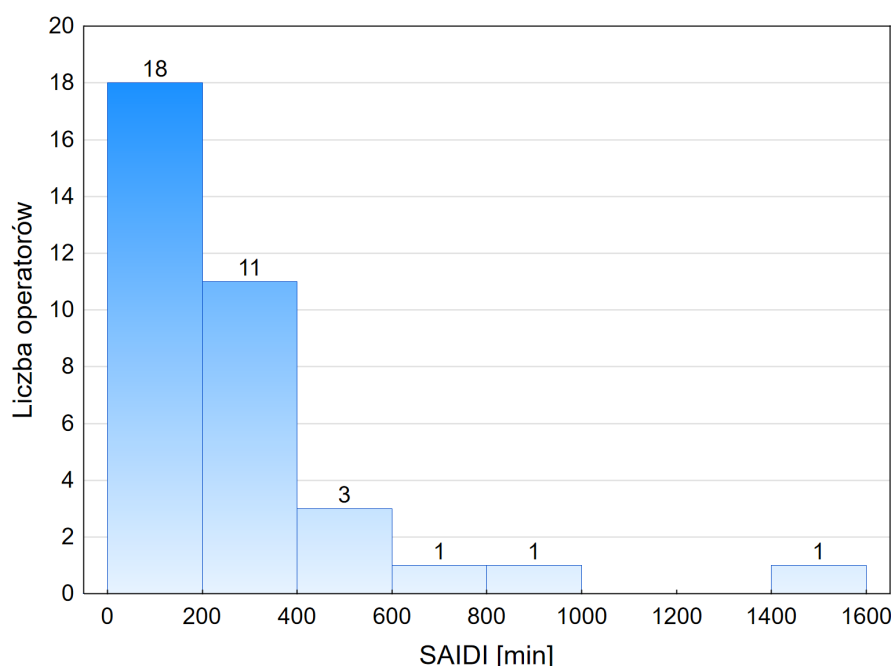
Rys. 3. SAIDI dla wszystkich operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366, w minutach



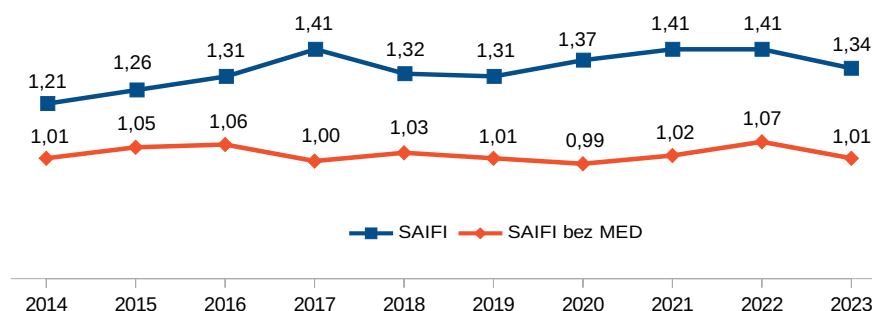
Rys. 4. SAIDI dla wszystkich operatorów korzystających z innych metody identyfikacji MED, w minutach



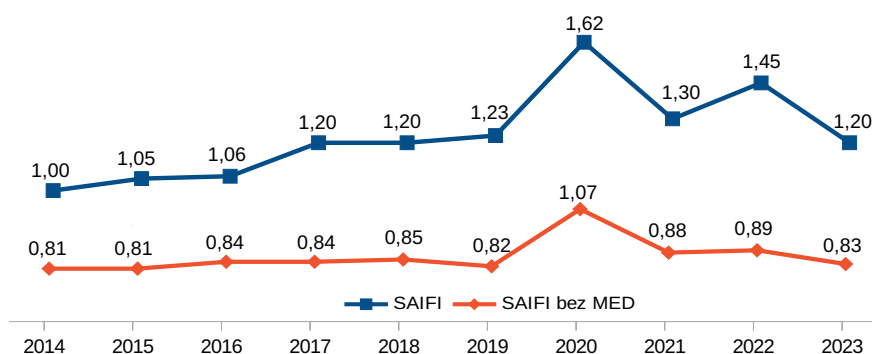
Rys. 5. Histogram wartości SAIDI z uwzględnieniem MED dla wszystkich operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366, 2023



Rys. 6. Histogram wartości SAIDI z uwzględnieniem MED dla dużych operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366, 2023



Rys. 7. SAIFI dla wszystkich operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366, w szt.



Rys. 8. SAIFI dla wszystkich operatorów korzystających z innych metody identyfikacji MED niż standard IEEE 1366, w szt.

osobno, dla przedsiębiorstw korzystających ze standardu IEEE oraz tych, które korzystały z innych metod wyznaczenia wskaźników. Szczegółowo przeanalizowano grupę operatorów korzystających ze standardu IEEE, ze względu na to, że stanowią zdecydowaną większość oraz jednoznacznie metodę wyznaczania wskaźników.

Wartości wskaźników SAIDI i SAIFI uwzględniające wszystkie zdarzenia cechuje duża zmienność, bez względu na przyjętą metodę wykluczenia dni nietypowych. Wartości ekstremalne SAIDI dla operatorów korzystających z IEEE wystąpiły w roku 2017, a dla grupy OSD korzystających z innych metod w roku 2020. Różnice mogą wynikać zarówno z przyjętej metody wyznaczania wskaźników jak i z obszaru na jakim działają poszczególne przedsiębiorstwa. Przedstawione na rysunkach 3 i 4 wartości są średnią dla wszystkich operatorów ważoną liczbą odbiorców.

Wartości SAIDI z wykluczeniem MED, są zdecydowanie mniejsze i bardziej jednolite. W przypadku operatorów korzystających ze standardu IEEE są to wartości w zakresie 110-120 minut. Dla OSD korzystających z innych metod wykluczeń są to wartości mniejsze (poza rokiem 2020), w zależności od roku, o 20-30%.

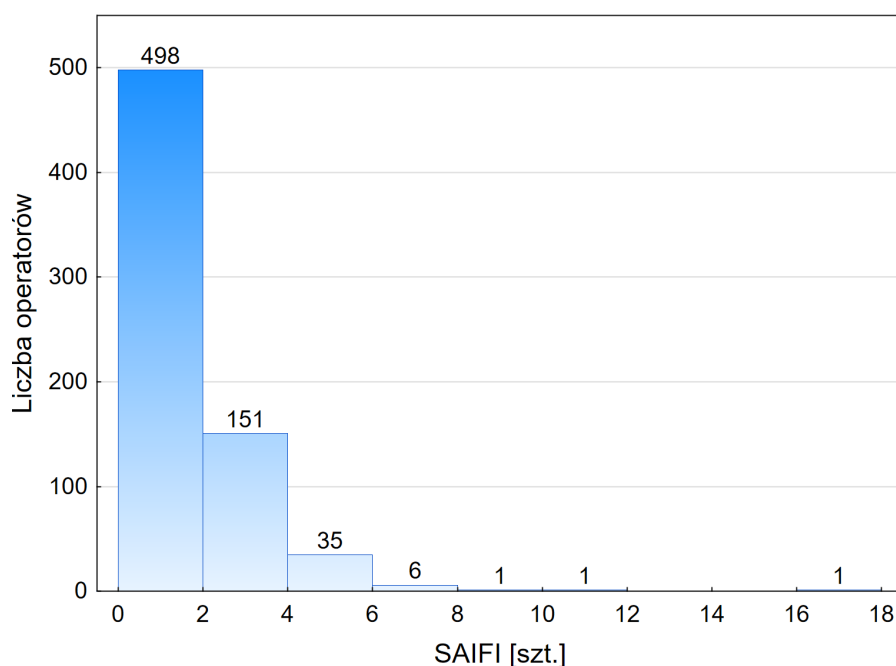
Zmienność SAIDI z uwzględnieniem MED jest jeszcze większa w przypadku analizy na poziomie poszczególnych operatorów. Na rysunku 5 pokazano histogram wartości dla operatorów korzystających ze standardu IEEE dla roku 2023. Jak wynika z rysunku, jest znaczna grupa operatorów cechujących się SAIDI powyżej średniej. Wśród tej grupy jest 56 operatorów o wartościach powyżej 1000 minut, a jeden nawet powyżej 10 tys. minut. Analizując grupę dużych odbiorów (rys. 6) sytuacja wygląda lepiej, najczęściej SAIDI jest w przedziale do 200 minut, ale również występują przypadki, gdzie OSD zanotowały SAIDI rzędu 1000 minut a nawet powyżej.

Podobnie jak w przypadku SAIDI wartości SAIFI z uwzględnieniem MED stanowią średnią dla wszystkich operatorów ważoną liczbą odbiorców (rys. 7 i 8). Cechuje je również zmienność roczna, ale nie tak duża jak w przypadku SAIDI. Również wartości ekstremalne nie są tak bardzo wyraźne jak w przypadku SAIDI.

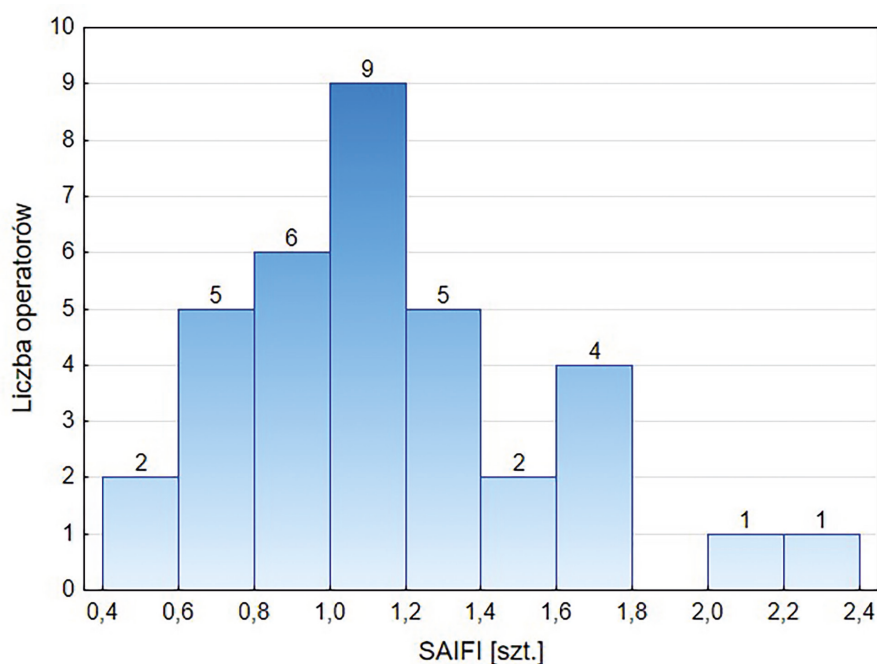
Wartości SAIFI z wykluczeniem MED, są zdecydowanie mniejsze i bardziej jednolite. W przypadku operatorów korzystających ze standardu IEEE są to wartości w zakresie 1,01-1,07 szt. Dla OSD korzystających z innych metod wykluczeń są to wartości mniejsze (poza rokiem 2020), w zależności od roku, o 14-23%. Zwraca tu uwagę odstająca wartość SAIFI z wykluczeniem MED w 2020 roku dla operatorów korzystających z innych metody identyfikacji MED niż standard IEEE (rys. 8). Można mieć wątpliwości czy metoda identyfikacji MED zadziała poprawnie, tym bardziej, że wartości SAIFI jako SAIDI z uwzględnieniem MED wskazują, że w tym roku miały miejsce ekstremalne zjawiska.

Narysunkach 9 i 10 pokazano zmienność SAIFI z uwzględnieniem MED na poziomie poszczególnych operatorów. Rysunek 9 przedstawia histogram wartości SAIFI z uwzględnieniem MED dla roku 2023, dla wszystkich operatorów korzystających ze standardu IEEE. Dla połowy operatorów najczęściej wartości mieszczą się poniżej 2. Kolejny wyraźny przedział to wartości od 2 do 4. Wartości powyżej 4 występują już rzadko. Analizując grupę dużych przedsiębiorstw (rys. 10), najczęściej SAIFI jest w przedziale 1-1,2, tylko dla dwóch operatorów występują wartości powyżej 2.

Wykluczanie MED, normalizuje dane, eliminując przerwy, nad którymi operatorzy sieci mają niewielką lub żadną kontrolę. Korzystając ze spójnej metodologii, standardu IEEE 1366, operatorzy sieci mogą być bezpośrednio porównywani i oceniani bez obawy o błąd w obliczeniach. Na podstawie tak wyznaczonych wskaźników możemy lepiej oceniać jak działania OSD wpływają na poprawę niezawodności sieci energetycznej. **Prezentowana poniżej analiza dotyczy 35 największych przedsiębiorstw.** Prezentowane na wykresie wartości SAIDI z wykluczeniem MED dla dużych operatorów dla okresu 2014-2023 (rys. 11), nie pokazują jednak oczekiwanego trendu zmniejszenia wskaźników. Bardziej można określić, że są to wartości stabilne, średnia rzędu 101-117 minut, mediana 94-106 minut. Widać także, że w drugiej części analizowanego okresu wzrosła wartość SAIDI, która zawiera 75% wszystkich wyników, co pokrywa się ze wzrostem wartości maksymalnych w tych latach.



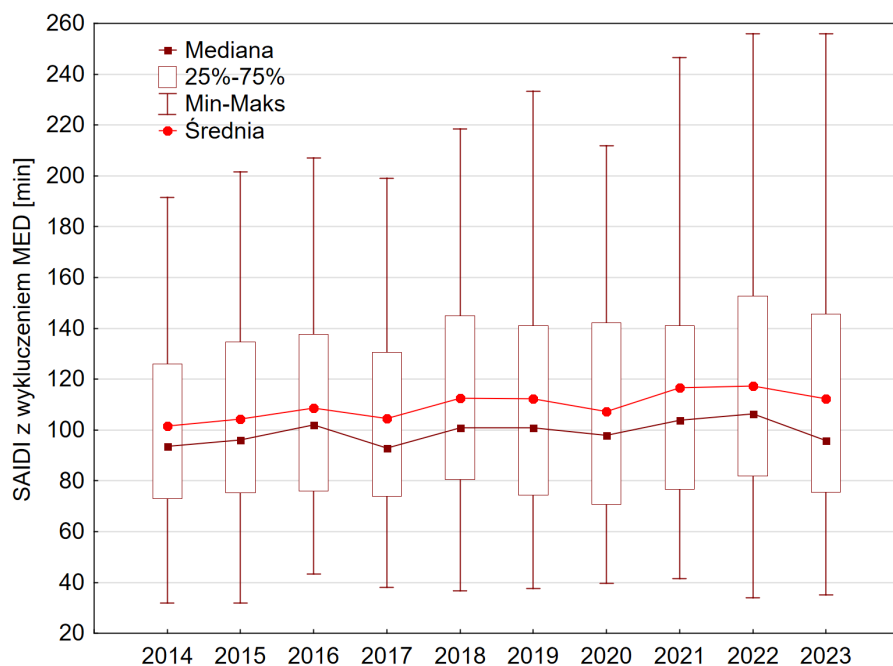
Rys. 9. Histogram wartości SAIFI z uwzględnieniem MED dla wszystkich operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366, 2023



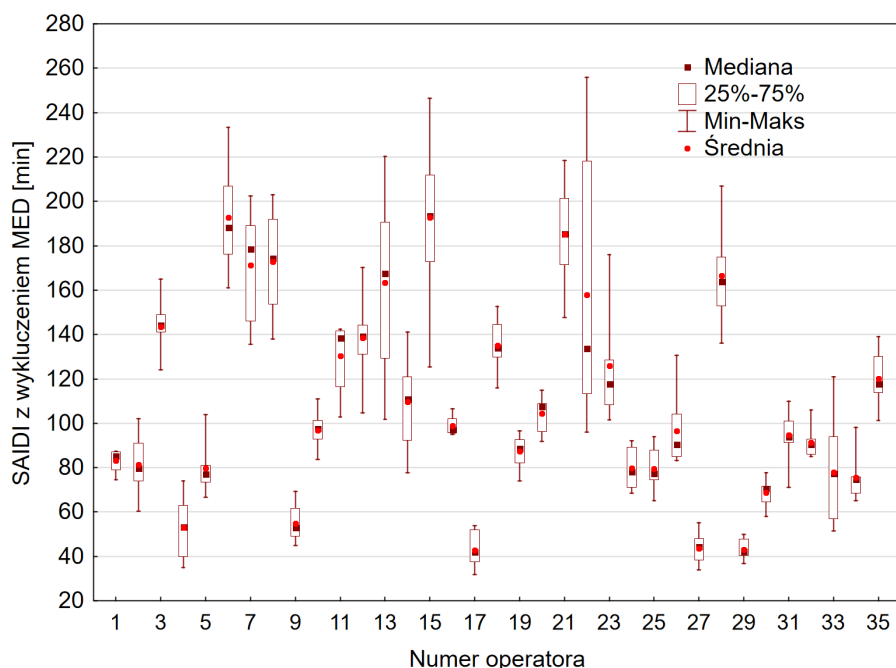
Rys. 10. Histogram wartości SAIFI z uwzględnieniem MED dla dużych operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366, 2023

Wartość średnia jest wyższa niż mediana, co wskazuje, że mamy do czynienia z rozkładem asymetrycznym (w każdym roku występuje kilka wartości znacząco wyższych od średniej). Wartość minimalna wystąpiła w roku 2017, co warto zauważyć, że był to rok, gdzie odnotowana duża wartość wskaźnika uwzględniającego wszystkie przerwy.

Analiza danych poszczególnych operatorów (rys. 12) pokazuje znaczne różnice pomiędzy operatorami. Najczęściej wartości SAIDI są rzędu 80-100 minut. Najmniejsze wartości to poziom 40 minut, największe 180-200 minut. Dla kilku operatorów widzimy także dużą zmienność roczną. W ostatnich dwóch latach jej powodem był fakt, że dla 3 operatorów wartości wskaźnika były na poziomie 200-250 minut.



Rys. 11. SAIDI z wykluczeniem MED dla dużych operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366



Rys. 12. SAIDI z wykluczeniem MED w okresie 2014-2023 dla dużych operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366

W przypadku SAIFI dla dużych operatorów, podobnie jak dla SAIDI wartości wskaźnika z okresu 2014-2023 utrzymują się na mniej więcej stałym poziomie (rys.13). Wartość średnia 0,91-0,98 szt., mediana 0,86-0,94

Na rysunku 14 przedstawiono wyniki porównania SAIFI z wykluczeniem MED poszczególnych dużych operatorów. Podobnie jak w przypadku

SAIDI widzimy duże zróżnicowanie wśród przedsiębiorstw. Najmniejsza wartość to około 0,4 szt., dla jednego operatorów a maksymalna ponad czterokrotnie większa. W ramach poszczególnych operatorów, również zdarzają się znaczne różnice wartości SAIFI w poszczególnych latach. Dla przedsiębiorstwa oznaczonego na wykresie nr 33, wartość maksymalna w analizowanym

okresie jest nawet trzykrotnie większa od minimalnej.

Podsumowanie

W artykule przeprowadzono analizę poziomu niezawodności zasilania odbiorców na obszarze Stanów Zjednoczonych w okresie 2014-2023, ze szczególnym uwzględnieniem wywiązywania się z zadania ciągłego dostarczania energii elektrycznej przez dużych operatorów (powyżej 1 miliona odbiorców). Do oceny ciągłości dostaw wykorzystano wskaźniki przerw w zasilaniu obliczone wg. standardu IEEE 1366. Jednolity standard zapewnia, że przedsiębiorstwa mogą być porównywane i oceniane bez obawy o zarzut, że wskaźniki są nie do końca takie same.

Rozległe, długotrwałe ekstremalne zjawiska pogodowe jakie wystąpiły na obszarze USA powodują duże zmienności wskaźników SAIDI/SAIFI. Szczególnym przykładem był huragan Irma [3], który w 2017 roku pozbawił napięcia 5,8 miliona odbiorców, a przywrócenie zasilania do wszystkich odbiorców trwało kilka tygodni. Walki z takimi żywiołami nie ułatwia fakt, że udział linii kablowych w całkowitej długości linii w USA wynosi około 20% (za 2023 r) [1]. Stąd wśród przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii plany zwiększania udziału linii kablowych [1]. Zaletą tego rodzaju linii jest zwiększenie odporności na zakłócenia spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi i pożarami.

Z analizy wskaźników SAIDI i SAIFI z wykluczeniem MED tj. dni, w których wystąpiły zdarzenia poza kontrolą operatora sieci lub wykraczające poza zwykłe warunki pracy (burze, silne wiatry, huragany, wyjątkowe oblodzenia, pożary) wynika, że wartości w okresie 2014-2023 utrzymywały się na mniej więcej stałym poziomie. Dla wszystkich przedsiębiorstw w przypadku SAIDI jest to 100-120 minut, a dla SAIFI 1 szt. Dla dużych przedsiębiorstw średnioroczne wartości były mniejsze w analizowanym okresie o 15% dla SAIDI i 23% dla SAIFI.

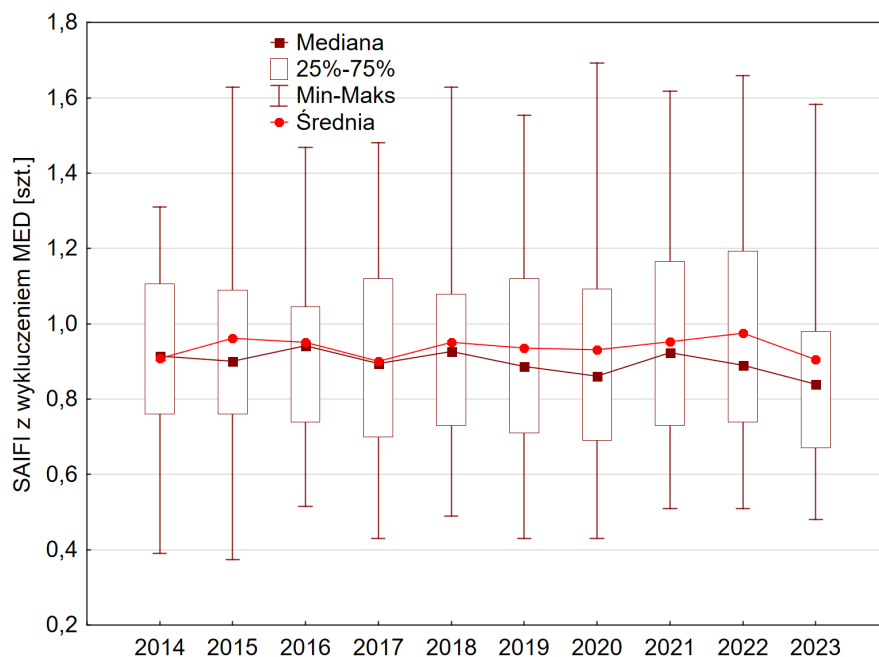
Odniesienie do warunków polskich

Istnieją zasadnicze różnice pomiędzy sposobem definiowania wskaźników w Polsce a standardem IEEE 1366. W dokumencie IEEE przerwa długa jest

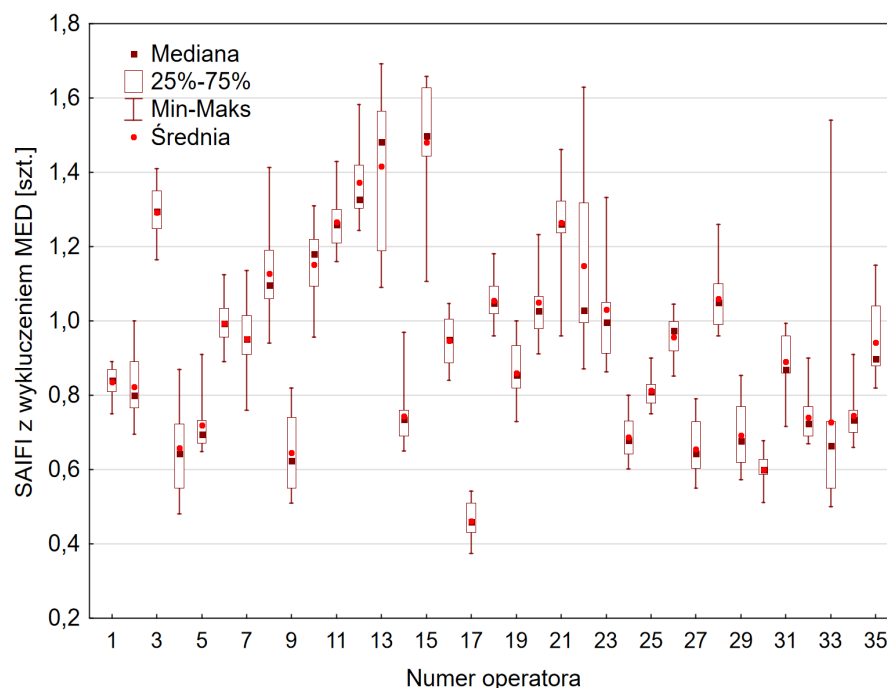
określona jako przerwa trwająca powyżej 5 minut. W Polsce są to 3 minuty, co powoduje, że więcej przerw wliczanych jest do wskaźnika SAIDI. Dłuższa przerwa powoduje także to, że można wykonać więcej automatycznych przełączeń, co skutkuje zmniejszaniem wskaźnika SAIFI. W procesie liczenia wartości wskaźników bez dni krytycznych (wskaźniki „oczyszczone”) również są różnice. Według IEEE każda przerwa obejmująca wiele dni jest przypisana do dnia, w którym przerwa się zaczyna. W Polsce przerwy trwającej dłużej niż 24 godziny należy przypisywać do każdego dnia, w którym wystąpiły. Powoduje to, że polscy operatorzy w obliczeniach SADI nie mogą odliczyć części przerw.

W Polsce operatorzy systemów dystrybucyjnych w obliczeniach wskaźników wliczają przerwy w sieci nn, SN i 110 kV (w przypadku wskaźników liczonych wg rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego) lub SN i 110 kV w przypadku wskaźników liczonych na potrzeby regulacji jakościowej. Dla przedstawionych w artykule amerykańskich przedsiębiorstw poziom napięcia, który jest górną granicą sieci dystrybucyjnej to najczęściej 12,5 kV. W przypadku dużych operatorów jest to 34,5 kV.

Powyższe „łagodniejsze” założenia standardu IEEE sprawiają, że w USA wskaźniki z definicji powinny być niższe. Oczywiście nie jest to takie jednoznaczne, szczególnie jeżeli analizujemy przerwy spowodowane wszystkimi zdarzeniami, ponieważ znaczny wpływ na nie mają ekstremalne warunki pogodowe, które w Stanach Zjednoczonych występują częściej i z większą siłą. Na korzyść Polski przemawia za to udział linii kablowych, który jest większy o 10 p.p. niż w USA. Biorąc pod uwagę powyższe różnice trudno, bez głębszej analizy, dokonać porównania poziomu niezawodności sieci dystrybucyjnej w Polsce i USA.



Rys. 13. SAIFI z wykluczeniem MED dla dużych operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366



Rys. 14. SAIFI z wykluczeniem MED w okresie 2014-2023 dla dużych operatorów korzystających ze standardu IEEE 1366

Literatura

- [1] Beehler, M. (2023). "Distribution Goal: 50% Underground by 2040." <https://www.tdworld.com/smart-utility/article/21253499/distribution-goal-50-underground-by-2040>
- [2] Tomczykowski J., Metody statystyczne oceny wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej Energia Elektryczna 7/2017
- [3] Reuters. (2017). "Irma knocks out power to about 5.8 million." <https://www.cnbc.com/2017/09/11/irma-knocks-out-power-to-nearly-four-million-in-florida-utilities.html>
- [4] Źródło danych: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>

Toyota Urban Cruiser



Zdjęcie: www.toyota.pl

Nowa elektryczna Toyota Urban Cruiser będzie dostępna z bateriami o dwóch pojemnościach oraz z napędem na przód lub na cztery koła

Podczas tegorocznego Brussels Motor Show zadebiutuje Toyota Urban Cruiser. To nowy elektryczny SUV o kompaktowych wymiarach i wyrazistym designie.

Nowa elektryczna Toyota Urban Cruiser będzie dostępna z bateriami o dwóch pojemnościach (49 kWh lub 61 kWh) oraz z napędem na przód lub na cztery koła. Litowo-żelazowo-fosforanowe akumulatory są bezpieczne, trwałe i przystępne cenowo.

Urban Cruiser z baterią 49 kWh będzie dostępny wyłącznie z napędem na przód. Samochód w tej odmianie ma 106 kW/144 KM.

Auto z baterią 61 kWh i napędem na przód ma 128 kW/174 KM mocy, a pełnię możliwości SUV-a prezentuje odmiana z napędem na cztery koła o mocy 135 kW/184 KM.

Wymiary Toyoty Urban Cruiser są dość intrygujące 4,28 metra długości i 2,7 metra rozstawu osi. Szerokość i wysokość 1,8 oraz 1,64.

Niezależnie od wybranej wersji, Toyota Urban Cruiser będzie wyposażona w pompę ciepła oraz system ogrzewania baterii, który optymalizuje pracę auta w niższych temperaturach.

Wyposażenie opcjonalne obejmuje system audio JBL, kamerę 360 stopni, szyberdach i elektrycznie regulowany fotel kierowcy. Ekran centralny ma 10,1 cala, podczas gdy liczniki – 10,25 cala

Przyjmowanie zamówień na nowego Urban Cruisera już się rozpoczęło na wybranych rynkach, choć na razie nie w Polsce, a pierwsi klienci odbiorą auta jeszcze w tym roku. Elektryczna Toyota będzie produkowana razem z Suzuki eVitarą w Indiach.

Kasper Teszner
Biuro PTPiREE

Modulacje cyfrowe

MACIEJ SKORASZEWSKI
Biuro PTPIREE

Istnieje wiele rodzajów modulacji cyfrowych. Sprowadzają się one do zastąpienia większej liczby bitów sygnałem będącym wycinkiem sygnału sinusoidalnego lub impulsem prostokątnym. Utworzony w ten sposób sygnał ma pewne widmo, które w maksymalny sposób powinno być dopasowane do przepustowości kanału transmisyjnego, co jest jednym z celów zastosowania modulacji. Modulacja cyfrowa powinna być w maksymalnym stopniu odporna na zakłócenia, tak by po stronie odbiorczej wiernie odtworzyć przesyłaną sekwencję bitów.

Powszechnie wykorzystywane w technikach łączności bezprzewodowej modulacje cyfrowe, to modulacja ASK (Amplitude-Shift Keying), PSK (Phase-Shift Keying), FSK (Frequency-Shift Keying) i QAM (Quadrature Amplitude Modulation). W systemach modulacji cyfrowych informacja o sygnale jest przesyłana do odbiornika w postaci ciągu impulsów, których amplituda (ASK), faza (PSK) lub częstotliwość (FSK) jest uzmienniana w zależności od transmitowanej informacji. W praktyce stosuje się również różne warianty podstawowych rodzajów modulacji cyfrowych, np. CPFSK, MSK, BPSK, DPSK, wielowartościowe kwadraturowe modulacje fazy i amplitudy QPSK, QAM.

W użytkowanych dziś systemach łączności najczęściej stosowana jest modulacja PSK z kluczowaniem fazy i jej odmiany. Kluczowanie oznacza, że proces modulacji polega na przełączaniu parametru sygnału okresowego, którym w tym przypadku jest faza. Dane są reprezentowane za pośrednictwem dyskretnych zmian fazy fali nośnej. Liczba takich zmian może być dowolna i z reguły jest równa potęgzie liczby 2 – w ten sposób rozróżnia się podrodzaje modulacji PSK, którymi są na przykład BPSK i jej

» » »

Graficznym odzwierciedleniem sygnału poddanego modulacji cyfrowej jest umieszczony w przestrzeni liczb zespolonych tzw. diagram konstelacji, składający się z punktów konstelacyjnych.

Na jego podstawie można ocenić jakość transmitowanego sygnału.

Sygnał zmodulowany, który został poddany procesowi transmisji, oprócz informacji użytecznej zawiera także szумы, zakłócenia i interferencje.

Aby demodulator poprawnie zdemodulował bit sygnału użytecznego, odebrany symbol musi zostać dopasowany do właściwego punktu konstelacyjnego (bitu).

W innym razie odebrany sygnał będzie przekłamanym.

odmiana DBPSK oraz QPSK i jej odmiana DQPSK. W przypadku PSK używana jest skończona liczba faz sygnału, a każdej z nich przypisany jest unikatowy układ bitów. Zazwyczaj każda faza dekoduje tę samą liczbę bitów, a każda sekwencja bitów tworzy symbol reprezentowany przez pojedynczą fazę. Demodulator,

specjalnie dopasowany do sekwencji symboli, które tworzy modulator, określa fazę otrzymanego sygnału i na tej podstawie odtwarza oryginalne dane. Metoda ta wymaga specjalnego sygnału odniesienia, do którego odbiornik mógłby porównać sygnał otrzymany w celu określenia fazy. Takie systemy nazywane są systemami koherentnymi. Zamiast przyporządkowywać każdemu układowi bitów konkretną fazę, można również nadawać im odpowiednią jej zmianę. Demodulator będzie wtedy wykrywał zmiany fazy w nadawanym sygnale, a nie samą fazę. System taki nazywany jest różnicowym PSK, ponieważ metoda polega na obliczaniu różnicy między kolejnymi fazami. Metoda ta jest łatwiejsza w implementacji, ponieważ niepotrzebny jest w niej sygnał odniesienia, z drugiej zaś strony produkuje ona więcej błędów.

Graficznym odzwierciedleniem sygnału poddanego modulacji cyfrowej jest umieszczony w przestrzeni liczb zespolonych tzw. diagram konstelacji, składający się z punktów konstelacyjnych. Na jego podstawie można ocenić jakość transmitowanego sygnału. Sygnał zmodulowany, który został poddany procesowi transmisji, oprócz informacji użytecznej zawiera także szумы, zakłócenia i interferencje. Aby demodulator poprawnie zdemodulował bit sygnału użytecznego, odebrany symbol musi zostać dopasowany do właściwego punktu konstelacyjnego (bitu). W innym razie odebrany sygnał będzie przekłamanym. Poniższa grafika przedstawia diagram konstelacji idealnego sygnału użytecznego (po lewej) oraz sygnału przekłamanego – na podstawie modulacji 8-PSK.

Najprostszą formą modulacji PSK jest BPSK (Binary Phase Shift

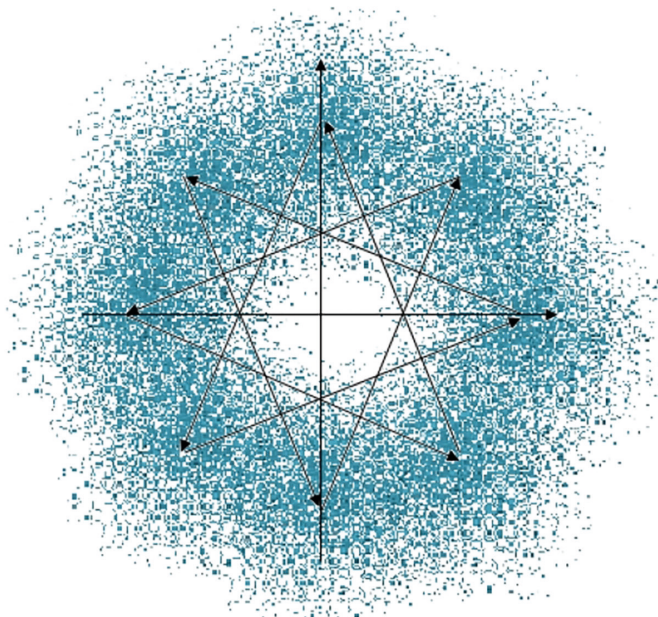
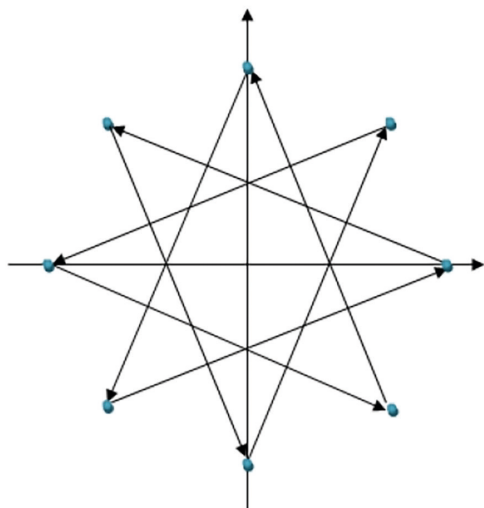


Diagram konstelacji idealnego sygnału użytecznego (po lewej) oraz sygnału przekłamanego – na podstawie modulacji 8-PSK

Keying), w której faza może przyjmować jedną z dwóch wartości przesuniętych względem siebie o 180° reprezentując logiczne „0” lub „1”. W tej modulacji dane binarne są poddawane bezpośredniemu kodowaniu – poziomom logicznym odpowiadają dwa różne napięcia o różnej polaryzacji. Przemnożenie otrzymanego sygnału z sygnałem nośnej daje na wyjściu modulatora pożądaną falę BPSK. Odebrany z kanału radiowego sygnał BPSK zostaje podany na wejście korelatora, który składa się z układu mnożącego i układu całkującego. Sygnał po wyjściu z korelatora poddawany jest komparacji z poziomem progowym, w celu otrzymania sygnału binarnego. W przypadku braku sygnału BPSK na wejściu demodulatora, na wyjściu komparatora pojawi się losowa sekwencja binarna, powstała w wyniku komparacji szumu własnego odbiornika oraz odebranego szumu z kanału radiowego.

Kolejną odmianą jest modulacja DBPSK (Differential Binary Phase Shift Keying) – różnicowa binarna modulacja z kluczowaniem fazy) – analogicznie jak BPSK w modulacji tej także stosuje się dwie wartości, jakie może przyjąć faza: -180° i $+180^\circ$; w kodzie binarnym to logiczne „0” lub „1”. Różnica pomiędzy BPSK a DBPSK kryje się w przesyłanej informacji, którą nie jest już faza, jak w BPSK, ale informacja o zmianie fazy sygnału nośnego. Diagram konstelacji DBPSK jest identyczny jak diagram konstelacji BPSK, ponieważ obie modulacje są binarnymi. Jeden punkt konstelacyjny (jedna

cyfrowa/binarna wartość zmiany fazy) zakodowany jest w jednym bicie „0” lub „1”. Prędkość modulacji BPSK i DBPSK jest równa i wynosi 1 Mbit/s. Modulacje BPSK i DBPSK stosowane są w routerach Wi-Fi oraz w punktach dostępowych.

Bardziej rozwojowymi wariantami modulacji PSK są QPSK i DQPSK. QPSK (ang. Quadrature Phase Shift Keying), to modulacja polegająca na dwubitowym kodowaniu transmitowanego sygnału na 4 ortogonalnych przesunięciach fazy. Ta modulacja charakteryzuje się czterema wartościami przesunięć fazy, które mogą wynosić -45° , -135° , $+45^\circ$ oraz $+135^\circ$ (przesunięcie co 90°), co w kodzie binarnym zostało zapisane na dwóch bitach: 00, 01, 11 lub 10.

Modulacja DQPSK (Differential Quadrature Phase Shift Keying – różnicowa kwadraturowa modulacja z kluczowaniem fazy) – podstawowa różnica między QPSK a DQPSK sprowadza się do tego, że w punktach konstelacyjnych jest zapisana informacja o zmianie fazy sygnału nośnego (nie o fazie – jak w przypadku QPSK). Diagram konstelacji DQPSK jest identyczny z diagramem konstelacji QPSK, ponieważ obie modulacje są kwadraturowe. Jeden punkt konstelacyjny jest zakodowany w dwóch bitach wynoszących 00, 01, 11 lub 10. Odbiornik DQPSK jest skonstruowany tak, że porównuje fazę aktualnego sygnału z sygnałem uprzednio odebranym. Jeśli okaże się, że faza nie zmieniała się, sygnał zapamiętany zostanie jako punkt 00 w diagramie konstelacji (logiczne zero). Natomiast

jeżeli faza się zmienia, to sygnał zapamiętany zostanie jako 01, 11 lub 10 w zależności od wartości zmiany fazy. Modulacje kwadraturowe (QPSK/DQPSK) wyróżniają się zastosowaniem dwóch niezależnych nośnych, dlatego ich diagramy konstelacji zawierają dwa razy więcej punktów konstelacyjnych niż modulacje binarne (BPSK/DBPSK). Stosuje się je w routerach Wi-Fi, punktach dostępowych, oraz w technice nadawczej naziemnej telewizji DVB-T.

Warto wspomnieć również o modulacji QAM. To kwadraturowa modulacja amplitudowo-fazowa służąca do przesyłania danych cyfrowych przez kanał radiowy, stosowana m.in. w transmisjach DVB. Modulacja QAM jest połączeniem modulacji amplitudy i modulacji fazy. Dane formowane są w dwójki, trójki, czwórki itd., które odpowiadają zarówno amplitudzie, jak i fazie. Tworzone są według diagramu konstelacji (ang. constellation diagram). Sygnał QAM jest kombinacją liniovą dwóch ortogonalnych przebiegów (przesuniętych w fazie o $\pi/2$): kosinusoidalnego i sinusoidalnego. Dane w postaci cyfrowej dzielone są na dwa strumienie, a następnie każdy strumień zamieniany jest na sygnał analogowy w przetworniku cyfrowo-analogowym. Analogowy sygnał może następnie przechodzić przez filtr dolnoprzepustowy (ang. Low Pass Filter). W kolejnym etapie jeden sygnał mnożony jest przez nośną (ang. carrier), a drugi przez nośną przesuniętą w fazie o $\pi/2$, by w końcu obydwa sygnały zostały zsumowane i wysłane jako sygnał QAM. ■

Innowacje

Hurtem w kosmos



Do kwietnia 2024 r. SpaceX wystrzelił ponad 5800 satelitów w ramach projektu Starlink. Ambicje ekscentrycznego właściciela tej firmy – Elona Muska – sięgają znacznie dalej. Docelowo na niskiej orbicie okołozemskiej ma się znaleźć nawet 12 000 satelitów komunikacyjnych na orbitach o trzech różnych wysokościach (340 km, 550 km i 1200 km), które zapewnią pełne pokrycie zasięgu Internetu dla całego globu ziemskiego. Co ciekawe, kolejne wystrzeliwane pakiety satelitów różnią się budową i funkcjonalnościami, gdyż technologia ta podlega ciągłemu rozwojowi. Najstarsze urządzenia powinny po 5 latach zostać zastąpione nowymi, co oznacza, że proces wystrzeliwania kolejnych jednostek będzie trwał przez cały czas realizacji projektu.

Tymczasem Shanghai Lanjian Hongqing Technology Company (w skrócie Hongqing Technology), chińska firma powiązana z producentem rakiet Landspace, również zamierza wystrzelić w przestrzeń kosmiczną nawet 10 000 własnych satelitów, rozmieszczonych na 160 płaszczyznach orbitalnych. Wystąpiła już do Międzynarodowego Związku Telekomunikacyjnego o zgodę na ulokowanie pierwszych obiektów na orbicie. Jeszcze dwie inne firmy z Chin mają podobne pomysły na biznes, a kilka kolejnych zamierza produkować same urządzenia. Patrząc na rozmach tego projektu i jego harmonogram, będzie to ogromne wyzwanie.

Hongqing Technology ma już sukcesy w realizacji silników jonowych Halla, sterujących pozycją satelitów dzięki przyspieszaniu jonów kryptonu bądź ksenonu w polu elektrycznym. Prowadzone są prace dotyczące możliwości wykorzystania w nich azotu i tlenu cząsteczkowego, gazów stanowiących główny skład

atmosfery ziemskiej na wysokości 250 km. Kolejnym krokiem rozwojowym dla firmy będą rakiety o dużej nośności, startujące z nowego portu gwiazdowego w Wenchang, pozwalając na samowystarczalność Chin w obszarze komercyjnych usług transportu obiektów na orbitę. Chiny dysponują dziś czterema własnymi kosmodromami, co wskazuje, jak ważne są dla tego państwa działania związane z eksploracją kosmosu.

Z jednej strony powinniśmy się cieszyć z konkurencji na orbicie, bo oznacza to większy dostęp do tańszych usług komunikacyjnych. Z drugiej zaś dynamicznie rosnąca flota satelitów stanowi poważne zagrożenie dla astronomii ze względu na zanieczyszczenie światłem i przerwy w obserwacjach przestrzeni kosmicznej. Satelity wytwarzają smugi światła i odbłaski, które mogą przesłaniać widok gwiazd i innych obiektów niebieskich. Utrudniają przez to np. wykonanie wyraźnych zdjęć wszechświata. Już dziś 8% zdjęć wykonanych przez Kosmiczny Teleskop Hubble'a jest do wyrzucenia, a ten udział może wzrosnąć w najbliższej przyszłości dwukrotnie. Naukowcy twierdzą, że przeloty krążących po orbicie obiektów coraz bardziej zaburzają również ciągłe obserwacje asteroidów znajdujących się na potencjalnych orbitach kolizyjnych z Ziemią.

Rośnie też ryzyko kolizji na orbicie oraz ilość śmieci kosmicznych w postaci uszkodzonych satelitów. Starlink broni się twierdząc, że wyposaża swoje pojazdy w autonomiczne systemy eliminujące możliwość zderzenia z dużymi obiektami kosmicznymi. Każdego dnia ma miejsce ponad dwieście bliskich przelotów pomiędzy obiektami, co oznacza, że mijają się one w odległości mniejszej niż kilometr. Niektóre z satelitów okazują się jednak niesforne lub podlegają testowaniu przez

właściciela Starlinka, gdyż potrafią istotnie zmieniać swoją lokalizację w krótkim czasie. Najbardziej niebezpieczne są satelity działające na orbicie zajmowanej przez Międzynarodową Stację Kosmiczną (328–360 km). Do stacji tej okresowo przybijają statki zaopatrzeniowe, a sama procedura ich dokowania może trwać kilka godzin i wymaga „czystej” przestrzeni dookoła.

Rozbudowywana chińska stacja kosmiczna Tiangong również podlega ryzyku zderzenia z satelitami komunikacyjnymi, ulokowanymi na wysokości 390 km. Chińczycy planują też wysłanie w przyszłości teleskopu kosmicznego o nazwie Xuntian. Urządzenie ma być wyposażone w lustro główne o średnicy ponad 2 metrów, oferując zakładane pole widzenia około 300 razy większe od Kosmicznego Teleskopu Hubble'a. Teleskop zostanie ulokowany w pobliżu stacji kosmicznej, co mocno uprości jego ewentualne serwisowanie.

Coraz mniej jest czystych okien startowych, a więc przedziałów czasu, w których można bezpiecznie wysłać obiekty w przestrzeń kosmiczną. Również lista kosmodromów jest mocno ograniczona. Jednocześnie rośnie zapotrzebowanie na usługi wystrzeliwania obiektów zarówno na orbitę okołozemską, jak również w bardziej odległe zakątki kosmosu. Urządzenia kosmiczne będą musiały stać się bardziej inteligentne, aby samodzielnie zapobiegać kolizjom. Jednocześnie, w przypadku awarii lub wyłączenia, będą musiały szybko i bezpiecznie spalić się w atmosferze ziemskiej, aby zrobić miejsce dla swoich następców. Dziś, gdy irytujemy się korkami na ulicach i drogach pomyślimy, że badacze kosmosu i inżynierowie kosmiczni z podobnym rozdrażnieniem podchodzą do rosnącego tłoku na orbicie okołozemskiej.

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
przebiegami w sieciach elektroenergetycznych”

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

● 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>

● 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