

KLIENT



DYSTRYBUCJA



PRZESYŁ

# ENERGIA

## Elektryczna

ISSN 1897-3833  
Biuletyn Branżowy

02/2019

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży

Energia  
coraz bardziej  
potrzebna

Pozycja  
prosumenta  
na gruncie  
przepisów prawa

Rozmowa z dyrektorem Bogumiłą Strzelecką

## Nowa organizacja służb dyspozytorskich Enei Operator

Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa

# TRANSFORMATOR'19

Toruń, 7-9 maja 2019 r.

Organizator:



Patronat Honorowy:



## W programie m.in.:

- Zagadnienia w pracach CIGRE S.C. A2
- Diagnostyka transformatorów i ocena jej skuteczności
- Awaryjność transformatorów, przyczyny awarii
- Postęp w zakresie konstrukcji i budowy transformatorów
- Alternatywne dielektryki ciekłe w transformatorach
- Monitoring transformatorów, najnowsze trendy i dotychczasowe doświadczenia
- Izolatory przepustowe, aktualne zagrożenia w eksploatacji
- Układy izolacyjne transformatorów - nowe rozwiązania
- Próby odbiorcze
- Rozwiązania konstrukcyjne transformatorów rozdzielczych do pracy w sieci z przyłączonymi, po stronie nn, źródłami energii rozproszonej
- Transformatory współpracujące z układami przekształtnikowymi

W czasie konferencji odbędzie się Tutorial poświęcony problematyce wytrzymałości dielektrycznej transformatorów

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

**Szczegółowe informacje: [transformator.ptpiree.pl](http://transformator.ptpiree.pl)**



## Szanowni Państwo

Zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej to wyzwanie, przed którym na co dzień stają spółki operatorskie naszego sektora. Realizacja tego obowiązku wymaga wysiłku menedżerskiego i organizacyjnego na różnych polach – między innymi w zakresie nowoczesnego i sprawnego zarządzania siecią, zapewnienia przyłączenia instalacji prosumenckich, czy szerzej – zaspokojenia popytu na energię dynamicznie rozwijającej się gospodarki. W bieżącym wydaniu „Energii Elektrycznej” przyglądamy się wybranym aktywnościom branży w tych obszarach. Rozpoczynamy rozmowę z Bogumiłą Strzelecką, dyrektorką Departamentu Zarządzania Ruchem w Enei Operator, która dzieli się swymi doświadczeniami w zakresie nowej organizacji służb dyspozytorskich w spółce. Zakończony sukcesem i potwierdzony dwuletnim okresem sprawnego działania program budowy Centralnej Dyspozycji Mocy w Enei Operator oznaczał sukcesywną centralizację operatywnego kierownictwa nad siecią 110 kV. Korzyści z wdrożenia hierarchicznej, trójpoziomowej organizacji służb dyspozytorskich są znaczące, co w połączeniu z zastosowaniem zaawansowanych technologii sterowania, pozwala osiągnąć wysoki poziom niezawodności sieci przygotowanej do współpracy z rozproszonymi źródłami energii.

Wymogi stawiane przez prawodawstwo unijne i krajowe związane z rozwojem gospodarki niskoemisyjnej stymulują wykorzystanie zielonych źródeł energii także na niskich poziomach napięć. Zapowiadany przez Ministerstwo Przedsiębiorczości program Energia Plus ma rozpocząć się jeszcze w tym roku i będzie bazował na modelu prosumenckim, gdzie odbiorcy wytwarzają energię elektryczną na własne potrzeby, a nadwyżki przekazują bądź sprzedają do sieci. O tym, jak w świetle przepisów prawa będzie funkcjonował ten model, piszemy w dziale Rynek i regulacje. Na jego łamach zajmujemy się również problemem podaży energii elektrycznej przy zwiększającym się z roku na rok popycie. Sprawne zarządzanie systemem elektroenergetycznym w takich warunkach jest równie istotne, jak budowa nowych źródeł wytwarzania. Wobec wyzwań, które niesie „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” proces dywersyfikacji źródeł będzie postępował. Zmniejszy się znaczenie opartych na węglu kamiennym i brunatnym na rzecz OZE i energii atomowej. W tym miejscu warta wspomnienia wydaje się historia planów budowy polskiej elektrowni atomowej w ostatnich dziesięcioleciach. Przypominamy ją w publikacji zatytułowanej „Polski atom”.

Pozostając zaś w kręgu nowych technologii, przyglądamy się praktycznym aspektom związanym z używaniem samochodów elektrycznych. Czy na obecnym etapie rozwoju tej technologii eksploatacja „elektryka” jest tańsza od korzystania z auta spalinowego? Jak się okazuje z prezentowanych wycień, zależy to od wielu czynników, o których piszemy w dziale Rynek i Regulacje.

Natomiast w części poświęconej wydarzeniom relacjonujemy spotkanie zorganizowane przez Przedstawicielstwo Komisji Europejskiej w Warszawie poświęcone nowym mechanizmom finansowania inwestycji niskoemisyjnych w energetyce.

Ponadto w pozostałych, dobrze znanych Czytelnikom rubrykach „Energii Elektrycznej”, staramy się na bieżąco relacjonować sprawy ważne z punktu widzenia spółek i całego sektora.

Zapraszam do lektury!

Wojciech Tabiś

Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna”  
– miesięcznik Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Redaguje zespół: Wojciech Tabiś (redaktor naczelny),  
Małgorzata Władczyk (zastępca redaktora naczelnego), Sebastian Brzozowski, Mirosław Derengowski,  
Olga Fasięcka, Wojciech Kozubiński, Lucyna Mazurek, Stanisława Teszner, Katarzyna Zalewska-Wojtuś.

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

ISSN 1897-3833

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

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

Nakład: 1000 egzemplarzy

Data zamknięcia numeru: 18 lutego 2019 r.



## Spis treści

- 4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK
- ROZMOWA MIESIĄCA
- 6 Nowa organizacja służb dyspozytorskich Enei Operator
- RYNEK I REGULACJE
- 8 Nowe wytyczne do programów zgodności
- 10 Energia coraz bardziej potrzebna
- 12 Opłacalność eksploatacji samochodu elektrycznego
- 14 Polski atom
- 16 Pozycja prosumenta na gruncie przepisów prawa
- 19 RAPORT Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH
- 21 PARAGRAF W SIECI
- TECHNIKA I TECHNOLOGIE
- 23 Optymalizacja kosztów i czasu układania linii kablowych SN poprzez płuzenie kabla AXAL-TT-PRO
- WYDARZENIA
- 26 Nowe mechanizmy finansowania inwestycji niskoemisyjnych w energetyce
- 28 Wydarzenia w branży
- 30 FELIETON



» Energa-Operator

# Inwestycje z unijną dotacją

Osiem istotnych inwestycji Energi-Operator w gminach: Elbląg, Szczytno, Wielbark, Olsztynek, Nidzica, Sorkwity, Biskupiec, Dąbrówno i Lidzbark Warmiński włączono do projektu „Budowa oraz modernizacja sieci SN i NN umożliwiającą przyłączenie nowych jednostek wytworzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zlokalizowanych na terenie Oddziału Olsztyn Energa-Operator SA”. Dzięki temu zyskają one dofinansowanie w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Warmińsko-Mazurskiego na lata 2014-2020, Działania 4.1: Wspieranie wytworzenia i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Zakres rzeczowy projektu obejmuje: wymianę napowietrznych przewodów elektroenergetycznych na istniejących liniach średniego napięcia 15 kV na nowe, izolowane oraz zamianę odcinków linii

zasilających niektóre stacje transformatorowe z napowietrznych na kablowe, rozbiorę starych napowietrznych linii SN, wymianę linii kablowych SN, budowę wyprawdzeń kablowych ze stacji WN/SN, budowę powiązań kablowych istniejących linii SN, budowę nowych linii kablowych SN, budowę linii kablowej SN wraz ze stacją SN/nn i linią kablową nn, zmianę przebiegu trasy niektórych odcinków linii, wymianę odłączników słupowych na rozłączniki słupowe. Łącznie wybudowane zostaną prawie 22 km nowych linii, a niemal 5 km będzie zmodernizowanych. Realizacja siedmiu zadań zakończyła się w 2018 roku.

Projekt pozwoli zwiększyć możliwość przyłączania do sieci nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej z OZE oraz mikroinstalacji w sposób zapewniający bezpieczeństwo funkcjonowania sieci elektroenergetycznej OSD.



Zdjęcie Energa-Operator

W ramach projektu wybudowane zostaną prawie 22 km nowych linii, a niemal 5 km będzie zmodernizowanych

Łączna wartość otrzymanego dofinansowania szacowana jest na blisko 4 mln zł i pokryje 60 proc. wartości inwestycji.

» PSE

## Partnerstwo w Jaworznie

W ramach współpracy ze Szkołą Podstawową nr 20 w Jaworznie, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) zaangażowały się w modernizację pracowni komputerowej. Na potrzeby placówki zakupiono 24 komputery wraz z monitorami. Sprzęt ten to cenne narzędzie edukacyjne, niezbędne dla przygotowania dzieci i młodzieży do korzystania z zasobów Internetu i poznawania nowych technologii. Poza zajęciami z informatyki, pomoże on także w uatrakcyjnieniu innych lekcji. Co ważne, wykorzystanie komputerów zapewni dobre warunki do rozwoju nie tylko najmłodszych mieszkańców dzielnicy Byczyna. To także szansa na realizację programów pozalekcyjnych dla dorosłych jaworzniaków. Działania społeczne na rzecz SP nr 20 objęły również akcję informacyjno-edukacyjną poświęconą działalności operatora systemu przesyłowego. PSE przygotowały dla uczniów specjalną animację o powstawaniu, przesyłaniu i rozdziale energii elektrycznej. Dodatkowo zespół CERT PSE – jednostka spółki odpowiedzialna za reagowanie na zagrożenia w cyberprzestrzeni – z myślą o podopiecznych szkoły opracował kartę bezpiecznych zachowań w sieci.

PSE chce jak najlepiej przygotować najmłodszych do sprostania wyzwaniom przyszłości. Im bowiem wcześniejsza nauka obsługi Internetu, popularnych programów codziennego użytku oraz zasad bezpiecznego przebywania online, tym większa elastyczność i wszechstronność młodych ludzi, pożądana nie tylko na coraz bardziej konkurencyjnym rynku pracy.

» Tauron

## Nowa gra edukacyjna

Stworzenie domowej instalacji elektrycznej, zasilenie dzielnic dużego miasta czy zbudowanie krajowego systemu energetycznego, to tylko niektóre z zadań nowej gry edukacyjnej „Elektrołącznik”, która pojawiła się na internetowej platformie „Bezpieczniki Taurona”. Szesnasta z kolei zabawa online ma na celu przybliżenie dzieciom i młodzieży zasad przepływu prądu i łączenia obwodów elektrycznych oraz pokazanie, że zdobywanie wiedzy o elektryczności wcale nie musi być nudne i trudne.

Tym razem grę przygotowano dla uczniów starszych klas szkół podstawowych, którzy podczas lekcji fizyki uczą się, jak budować obwody elektryczne, jak wygląda domowa instalacja elektryczna i jak prąd przepływa z elektrowni do domu. „Elektrołącznik” przybliży te wiadomości w formie zabawy. Zadaniem gracza jest odpowiednio zestawianie fragmentów przewodów tak, aby podłączać odbiorniki do źródła energii. Rozgrywka odbywa się na czterech poziomach trudności: „Kolorowe diody”, „Światła domu”, „Sieć miasta” i „Krajowy supersystem”.

Na początku gracze mają za zadanie zbudować prosty obwód elektryczny z kolorowymi diodami. Kolejne etapy to: takie stworzenie domowej instalacji elektrycznej, żeby zaświeciły się wszystkie lampy, zasilenie dzielnic dużego miasta i wreszcie stworzenie krajowego systemu energetycznego z siecią przesyłową łączącą duże miasta. Poszczególne rozgrywki są wzbogacone o ciekawostki energetyczne, z których gracz może dowiedzieć się np. jaką długość mają linie energetyczne w Polsce, kto był odkrywcą praw elektrodynamiki i co oznacza symbol  $\Omega$ .

## &gt;&gt; Tauron Dystrybucja

# Nowe technologie w laboratorium

Laboratorium AMI, należące do Tauron Dystrybucja Pomiary, to jednostka, która zajmuje się sprawdzeniem liczników AMI pod względem technicznym i funkcjonalnym, wdrażaniem rozwiązań komunikacji sieci domowej oraz rozwojem i testowaniem użyteczności nowych technologii transmisji danych pomiarowych. Wykonywane w laboratorium zadania umożliwiają pracownikom spółki zdobywanie niezbędnej wiedzy, która jest wykorzystana do realizacji przedsięwzięć z zakresu *smart meteringu*, internetu rzeczy czy *smart home*.

Duża część pracy laboratorium polega na sprawdzaniu liczników energii elektrycznej – inteligentnych, ale również statycznych – weryfikacja pod względem wymaganych funkcjonalności, metrologii oraz bezpieczeństwa. Jednak jednostka zajmuje się także m.in. badaniem sposobu, w jaki nowe technologie komunikacyjne mogą być wykorzystane do odczytu liczników energii elektrycznej. W ubiegłym roku zbadała trzy technologie: LoRA, SigFox oraz NarrowBand IoT, stosowane głównie w internecie rzeczy. Obecnie pracownicy laboratorium zaangażowani są w projekt bazujący na technologii NB IoT w obszarze *smart city* oraz w program mający na celu weryfikację użycia technologii wireless mBus do bardziej masowego odczytu liczników energii elektrycznej.

Laboratorium wyposażono w urządzenia metrologiczne wysokiej dokładności, także do testowania transmisji danych oraz prac z zakresu inteligentnego opomiarowania. Ostatnio pozyskano również wysokiej klasy generator funkcyjny, analizator widma, oscyloskop oraz wielofunkcyjne stoły pomiarowe.



Zdjęcie: Tauron Dystrybucja

Laboratorium wyposażono w urządzenia metrologiczne wysokiej dokładności, także do testowania transmisji danych oraz prac z zakresu inteligentnego opomiarowania

W najbliższym czasie Laboratorium AMI planuje rozwój badań odnawialnych źródeł energii oraz układów pomiarowych w stacjach ładowania pojazdów, a także urządzeń do pomiaru energii sieci *smart home*.

## &gt;&gt; Enea Operator

# Bilansowanie rozproszonych źródeł

Enea Operator wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie realizują projekt badawczo-rozwojowy, w ramach którego ma powstać system bilansowania mocy i energii oraz monitorowania jakości dostaw energii elektrycznej z rozproszonych źródeł i zasobników energii. Jest on współfinansowany ze środków unijnych w ramach Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego wdrażanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Jego łączny budżet wynosi 7,4 mln zł (w tym 2,6 mln zł dotacji) i zawiera koszty badań przemysłowych oraz prac rozwojowych.

Celem projektu jest zbudowanie nadrzędnego systemu MoBiSys, którego zadaniem będzie ciągłe bilansowanie mocy i energii oraz monitorowanie wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej do odbiorców w ramach sieci dystrybucyjnej Enei

Operator. Wpłynie on pozytywnie na działania związane z realizacją inwestycji, planowanie połączeń nowych wytwórców energii (prosumentów), jednak przede wszystkim umożliwi służbom technicznym szybszą reakcję na niepożądane zjawiska w sieci.

Według założeń harmonogramu, prace mają zająć około trzy i pół roku. Ich koniec przewidziany jest na drugi kwartał 2022 roku. System MoBiSys stanie się jednym z istotnych filarów wdrażania koncepcji inteligentnych sieci elektroenergetycznych smart grids.

Współpraca z instytucjami naukowymi pozwala spółce przetestować nowoczesne rozwiązania w warunkach rzeczywistych. Dzięki temu Enea ma możliwość wdrażania najnowszych technologii, które

są dobrze dostosowane do praktycznych uwarunkowań sieci.

Budowa systemu MoBiSys to nie jedyna inicjatywa badawczo-rozwojowa Enei Operator zakładająca współpracę z uczelniami. Spółka zawarła dotychczas umowy na realizację prac analityczno-koncepcyjnych i usług doradczych m.in. z Uniwersytetem Zielonogórskim, Politechniką Poznańską, Instytutem Logistyki i Magazynowania w Poznaniu, Politechniką Warszawską oraz z oddziałem gdańskim Instytutu Energetyki. W 2019 roku Enea Operator zamierza podjąć współpracę także z Akademią Morską w Szczecinie, Uniwersytetem Technologiczno-Przyrodniczym w Bydgoszczy oraz Zachodniopomorskim Uniwersytetem Technologicznym.

Informacje ze spółek opracowała  
Marzanna Kierzkowska

## Sukces w dwa lata

Centralna Dyspozycja Mocy (CDM) to serce Enei Operator. CDM właśnie obchodzi drugą rocznicę działalności. To z tego miejsca spółka zarządza całą siecią wysokiego napięcia 110 kV w północno-zachodniej Polsce. O strukturze służb ruchu w Enei Operator oraz jak przebiegał proces przejmowania operatywnego kierownictwa nad siecią 110 kV czytamy w Rozmowie miesiąca.



# Nowa organizacja służb dyspozytorskich Enei Operator

Wywiad z Bogumiłą Strzelecką, dyrektorem Departamentu Zarządzania Ruchem w Enei Operator.

» **Centralna Dyspozycja Mocy (CDM) Enei Operator ma dwa lata. Jakie korzyści w zarządzaniu siecią przyniosło jej utworzenie?**

CDM powstała, aby w jednym miejscu skupić prowadzenie ruchu i programowanie pracy sieci 110 kV oraz bilansowanie, zarządzanie i dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci wysokiego napięcia (WN). Obecnie możemy efektywniej planować wyłączenia dla prac eksploatacyjnych i modernizacyjnych na sieci 110 kV. Jesteśmy również na finiszu wdrożenia dwóch bardzo ważnych dla zarządzania siecią systemów. Dzięki wdrożeniu EMS (Energy Management System), poprzez modelowanie stanów dynamicznych sieci WN wraz z przyłączonymi źródłami

wytwórczymi, będziemy efektywniej zarządzali mocą tych jednostek i wpływali na optymalizację pracy sieci. Mam tutaj na myśli straty energii elektrycznej, niezawodność sieci, jakość dostaw. System EMS będzie miał również możliwość wyliczania szacunkowych korzyści ekonomicznych związanych z rekonfiguracją pracy sieci wobec prognozowanej generacji. Natomiast po uruchomieniu w CDM modułu Dynamicznej Obciążalności Linii (DOL) do monitorowania bieżącego stopnia wykorzystania zdolności przesyłowych linii 110 kV, będziemy jeszcze bezpieczniej i efektywniej wykorzystywać pełne możliwości przesyłowe sieci 110 kV, wynikające z bieżących warunków pogodowych panujących w miejscu zainstalowania linii. Zrealizowanie tych

celów w dwa lata na pewno możemy nazwać sukcesem.

» **CDM stopniowo przejmował operatywne kierownictwo nad kolejnymi obszarami sieci. Jak ocenia Pani przebieg tego procesu?**

Proces przejmowania przez CDM prowadzenia ruchu sieci WN przebiegł pomyślnie. Zgodnie z harmonogramem, ostatnim obszarem sieci 110 kV przejętym przez CDM 2 listopada 2018 roku był obszar Oddziału Dystrybucji Bydgoszcz. Tak jak wcześniej, musieliśmy zadbać o dostosowanie systemów SCADA do schematów sieci, dynamicznego przekazywania uprawnień sterowniczych i sygnalizacji dla nowego podziału kompetencji ruchowych. Ważnym

i pracochłonnym procesem jest również dostosowanie dokumentów wewnętrznych i zewnętrznych regulujących nową strukturę służb ruchu. Przeprowadziliśmy bardzo ważny proces szkoleń dyspozytorów, który był niezbędny dla rozszerzenia uprawnień dyspozytorskich. Szkolenia dotyczyły również programistów zajmujących się planowaniem prac i programowaniem pracy sieci WN na przejmowanych obszarach. Dodatkowo zorganizowaliśmy spotkania z osobami dozoru, pełniącymi funkcje poleceniodawców, oraz z elektromonterami w każdym Rejonie Dystrybucji, ze szczególnym uwzględnieniem zmian w zakresie nowego podziału kompetencji pomiędzy poszczególnymi dyspozycjami. Wykonano ogromną pracę z dużym zaangażowaniem wielu pracowników, za co bardzo dziękuję.

» **Czy przejście przez CDM ostatniego, bydgoskiego obszaru oznacza koniec prac w zakresie jej struktury?**

Tak, po przejęciu ostatniego z pięciu obszarów sieci 110 kV zakończyliśmy proces wdrożenia nowej, trójpoziomowej organizacji służb dyspozytorskich Enei Operator. Obecnie pracujemy już w nowym układzie hierarchicznym służb ruchowych, obejmującym Centralną Dyspozycję Mocy, Oddziałowe Dyspozycje Stacji oraz Regionalne Dyspozycje Mocy, ale również w nowym podziale operatywnego kierownictwa i nadzoru pomiędzy poszczególnymi dyspozycjami.

» **SCADA to system, na którym obecnie pracują dyspozytorzy. Czy również w tym technologicznym aspekcie pojawiły się w ostatnim czasie nowości?**

Zachodzące przemiany rynku energetycznego Polski i Unii Europejskiej wynikają ze zmian w ich prawodawstwie ukierunkowanych na rozwój gospodarki niskoemisyjnej. Cel ten zostanie osiągnięty poprzez wdrożenie nowoczesnych technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, systemu inteligentnego zarządzania zużyciem energii elektrycznej oraz dostosowanych do ich specyfiki systemów dystrybucji energii elektrycznej, w tym systemów wspomagających prowadzenie ruchu sieci. Współczesne farmy wiatrowe o zainstalowanych mocach znamionowych rzędu 20-60 MW przyłączane do sieci dystrybucyjnej 110 kV wyposaża się w bardzo zaawansowane nadrzędne systemy sterowania i regulacji. Umożliwiają one realizację złożonych zadań regulacyjnych zgodnych



Zdjęcie: Enea Operator

**Bogumiła Strzelecka, dyrektor Departamentu Zarządzania Ruchem w Enei Operator**

z wymogami IRIESD (Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej). Mogą być one realizowane w trybach automatycznym oraz operatywnym. Zdolność sterowania w trybie operatywnym jest coraz częściej wykorzystywana przez dyspozytorów CDM w różnych sytuacjach pracy systemu dystrybucyjnego Enei Operator. Dotyczy to takich sytuacji jak: niebezpieczeństwo przeciążenia elementów sieci, niebezpieczny dla systemu wzrost lub obniżanie się napięcia. Teraz wykorzystujemy w systemie SCADA CDM zaawansowane możliwości sterowania i regulacji farmami wiatrowymi przyłączonymi do naszej sieci dystrybucyjnej 110 kV przede wszystkim w zakresie regulacji mocy czynnej, biernej i współczynnika mocy. Aktywne działania naszych dyspozytorów sprawdziły się już w kilku trudnych sytuacjach.

» **Wspomniała Pani również o szkoleniach dla dyspozytorów, które były konieczne przy wdrożonych zmianach. Jak przebiegał ten proces?**

Prowadzenie ruchu na całym obszarze sieci 110 kV Enei Operator wymaga ciągłego

doskonalenia kompetencji dyspozytorskich. Realizujemy ten cel poprzez szkolenia na symulatorze zbudowanym przez PSE. Jest to jeden z najnowocześniejszych tego typu systemów w Europie i jedyny w naszym kraju. Umożliwia on obserwowanie dynamiki odpowiedzi Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na działania łączeniowe w stanach normalnych i zakłóceńowych, z możliwością symulowania takich zjawisk zachodzących w rzeczywistym systemie jak: równowaga dynamiczna i stabilność napięciowa. Wszyscy dyspozytorzy CDM przeszli szkolenia na symulatorze, które pozwoliły na udoskonalenie działania naszych służb ruchowych ze służbami innych OSD oraz dyspozytorami Obszarowych Dyspozycji Mocy Operatora Systemu Przesyłowego. Pozwoli to w na skrócenie czasu rozpoznania zagrożenia i likwidacji awarii, ograniczenia ich zasięgu oraz skutków systemowych i lokalnych.

» **Dziękuję za rozmowę**

**Rozmawiała  
Daria Pułtról**

# Nowe wytyczne do programów zgodności

Dobiegają końca, prowadzone przez Urząd Regulacji Energetyki (URE), prace nad aktualizacją wytycznych do treści programów zgodności. Te programy opracowują operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD), a zatwierdza je Prezes URE. Wkrótce spodziewane jest opublikowanie nowych wytycznych. Są ważne, bo dotyczą niezależności działania OSD w ramach grup kapitałowych.

**IRENEUSZ CHOJNACKI**

Niezależność OSD jest wymogiem wynikającym z unijnej dyrektywy o wspólnych zasadach rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Zgodnie z nią, w przypadku gdy OSD jest częścią przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo, musi być niezależny – przynajmniej w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji – od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją.

Zasady te nie tworzą jednak obowiązku wydzielenia własności aktywów systemu dystrybucyjnego od przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Oznacza to, że w przypadku grup energetycznych możliwe jest wprowadzenie unbundlingu (rozdzielenia) działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności bez konieczności dokonywania rozdzielenia własnościowego.

– *Ale oprócz niezależności w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji, w przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny w zakresie swojej organizacji i uprawnień do podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją, takich jak sprzedaż energii. W tym celu, zgodnie z dyrektywą, muszą być stosowane pewne rozwiązania minimalne, które przeniesiono do Prawa energetycznego (Pe), a należy do nich ustanawianie przez OSD programów zgodności określających środki podejmowane w celu wyeliminowania ewentualnych*

*praktyk dyskryminacyjnych dotyczących m.in. przyłączenia do sieci czy udostępniania danych pomiarowych* – wyjaśnia adw. dr hab. Mariusz Swora, Prezes URE w latach 2007-2010.

Najwięksi OSD na mocy Pe są zobowiązani przedkładać Prezesowi URE do zatwierdzenia programy zgodności – z własnej inicjatywy lub na jego żądanie – oraz powołać inspektorów do spraw zgodności. Ich zadaniem, jak stanowi Pe, jest monitorowanie realizacji programów zgodności (Pe określa, jakich OSD nie dotyczą obowiązki związane z przygotowaniem i realizacją programów zgodności).

Aktualne, przynajmniej w momencie oddawania artykułu do druku, ramowe wytyczne do programów zgodności pochodzą z 2010 roku. Po latach doświadczeń stosowania tego dokumentu przyszedł czas na jego aktualizację. W URE powstał projekt nowych wytycznych. Skierowano go m.in. do operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych, aby mogli się z nim zapoznać i zgłosić uwagi.

Z informacji uzyskanych w URE wynika, że w projekcie nowych wytycznych rozszerzeniu uległ m.in. obszar zarządzania infrastrukturą operatorów, w tym działania związane z technologiami informacyjno-komunikacyjnymi (ICT). Uwagi od OSD wpłynęły do URE. Publikacja nowych wytycznych może nastąpić wkrótce.

– *Podstawowymi wskazówkami dla OSD, jak realizować zasadę niezależności*

*w praktyce, była do tej pory nota interpretacyjna Komisji Europejskiej oraz wytyczne Prezesa URE do treści programów zgodności. Upływ czasu wymaga aktualizacji wytycznych ze względu na szereg praktycznych problemów z ustaleniem zakresu niezależności OSD, które nie były w nich przewidziane. Są one ważne o tyle, że programy zgodności mogą być instrumentem, który dookreśla zakres niezależności OSD – dodaje Mariusz Swora.*

Zakres obszarów, w których zapewnia się niedyskryminację i równe traktowanie użytkowników sieci dystrybucyjnych, zgodnie z wytycznymi do treści programów zgodności z 2010 roku, obejmuje m.in. usługi przyłączenia do sieci, zmiany sprzedawcy energii, realizację skarg i reklamacji, a także likwidację zakłóceń oraz awarii, udostępnianie danych pomiarowych i ochronę danych sensytywnych (poufnych).

W corocznych sprawozdaniach ze swojej działalności Prezes URE podaje ocenę realizacji programów zgodności. Z tych informacji wynika, jakie w danym roku regulator miał uwagi do ich stosowania.

Na przykład w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2015 rok czytamy, że nie stwierdzono u żadnego z OSD naruszeń programu zgodności i – poza jednym przypadkiem – nie odnotowano skarg czy wniosków dotyczących kwestii dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

– *Do jednego z OSD wpłynęło zgłoszenie dotyczące dyskryminacyjnego traktowania*



Zdjęcie: Adobe Stock © Gorodenkoff

Prezes URE uznał, że zagrożeniem dla zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu może być tworzenie wspólnych dla OSD i pozostałych spółek grupy kapitałowej systemów informatycznych

użytkownika systemu. Po dokonaniu wnikliwej analizy inspektor ds. zgodności uznał, że opisane w tym zgłoszeniu okoliczności nie stanowią przypadku naruszenia programu zgodności. Natomiast u OSD odnotowano zapytania dotyczące interpretacji postanowień obowiązujących w nich programów, na które inspektorzy dokonywali wyczerpujących odpowiedzi – stwierdził Prezes URE w sprawozdaniu ze swojej działalności w 2015 roku.

Z kolei w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2017 roku regulator podał, że w 2017 roku Prezes URE wymierzył karę pieniężną jednemu z OSD za naruszenie programu zgodności tj. za przesyłanie danych pomiarowych odbiorców do innych przedsiębiorstw obrotu, niż będących sprzedawcami energii elektrycznej dla tych odbiorców.

– W związku z tym, w OSD przeprowadzony został wewnętrzny audyt, w wyniku którego inspektor ds. zgodności powiadomiony został, że w OSD dochodzi do naruszenia programu zgodności, poprzez traktowanie sprzedawcy z grupy kapitałowej w sposób uprzywilejowany. Sytuacja ta ma związek z wdrażaniem systemu informatycznego. (...) Inspektor ds. zgodności wskazał, że w 2017 roku zidentyfikowano przypadki (dotyczące trzech odbiorców), które wskazują na możliwość naruszenia programu zgodności, poprzez przekazywanie danych sensytywnych sprzedawcy z grupy kapitałowej – w sprawach tych OSD przedstawił Prezesowi URE szczegółowe wyjaśnienia – czytamy w sprawozdaniu Prezesa URE z działalności w 2017 roku.

Za informacje sensytywne uznaje się, jak wynika z programów zgodności OSD, dane o użytkownikach systemu, definiowanemu jako dystrybucyjna sieć

elektroenergetyczna oraz przyłączone do niej urządzenia i instalacje z nią współpracujące, lub o potencjalnych użytkownikach systemu, których posiadanie stawia użytkownika systemu lub potencjalnego użytkownika systemu w uprzywilejowanej pozycji wobec innych użytkowników lub potencjalnych użytkowników systemu. W zakres informacji sensytywnych wchodzi te dotyczące m.in. wielkości mocy umownej, danych odczytowych urządzeń pomiarowych mocy i energii elektrycznej, zużycia energii elektrycznej i struktury jej poboru, umownych ograniczeń występujących w dostarczaniu energii elektrycznej, terminów płatności faktur i okresów rozliczeniowych, zadłużenia i windykacji należności oraz historii płatności.

W ocenie Prezesa URE, jak wynika z jego sprawozdania z działalności w 2017 roku, do ważnych spraw należy odróżnianie się OSD od sprzedawców z ich grup kapitałowych adresami stron internetowych, adresami mailowymi pracowników, numerami telefonów czy marką, co ma prowadzić do uzyskania czytelnej i spójnej identyfikacji rynkowej OSD. W tym samym sprawozdaniu Prezes URE ocenił, że zagrożeniem dla zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu może być tworzenie wspólnych dla OSD i pozostałych spółek grupy kapitałowej systemów informatycznych. – Pozytywnie ocenić należy zaangażowanie inspektorów ds. zgodności w zapewnienie odrębności wizualnej budynków OSD od sprzedawców z tej samej grupy kapitałowej. W ocenie Prezesa URE, korzystnym zjawiskiem jest zaangażowanie osób pełniących funkcję inspektorów ds. zgodności w gremiach międzynarodowych (np. Compliance Officers Forum, European Electricity

Distributors) – czytamy w sprawozdaniu Prezesa URE z działalności w 2017 roku.

Po publikacji nowych wytycznych do programów zgodności będzie można szczegółowo stwierdzić, jaki kierunek obrały ostatecznie oczekiwane rozwiązania i jakie skutki mogą wywołać na przykład dla grup energetycznych. W tym kontekście ważna jest też, ogólnie rzecz biorąc, przyszłość pozycji OSD w ramach grup energetycznych. O unbundlingu własnościowym prawdopodobnie nikt nawet nie myśli. Niemniej z czasem poziom niezależności OSD może wzrastać, a to w związku z regulacjami unijnymi wzmacniającymi formalną pozycję OSD na wspólnotowym rynku energii i wyznaczającymi im nowe role.

– Na podstawie rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii zostanie powołana nowa europejska organizacja operatorów systemów dystrybucyjnych (EU DSO). Zadania EU DSO mają dotyczyć zapewnienia współpracy pomiędzy OSD a OSP, ale też rozwoju funkcji OSD związanych m.in. z zapewnieniem większej elastyczności systemu i digitalizacją sieci dystrybucyjnych. Generalnie OSD nie mają dostarczać bezpośrednio usług elastyczności systemu, ale mają stanowić neutralne platformy ułatwiające ich świadczenie. Taka jest główna koncepcja wypływająca z założeń „pakietu zimowego”, co ma być związane z pogłębieniem unbundlingu. Jeżeli ma bowiem powstać rynek dla usług elastyczności, to OSD muszą pełnić swoje funkcje na rzecz podmiotów na tym rynku w sposób niezaprzeczalnie neutralny – konkluduje Mariusz Swora.

Autor jest dziennikarzem  
Magazynu Gospodarczego  
„Nowy Przemysł” oraz portalu wnp.pl

Co roku bijemy rekordy letniego i zimowego zapotrzebowania na moc

# Energia coraz bardziej potrzebna

Wzrostowi gospodarczemu, który utrzymuje się u nas od wielu lat, przeważnie towarzyszy rosnące zużycie energii. Również czynniki atmosferyczne – i to zarówno ekstremalne upały, jak i dotkliwe mrozy – sprawiają, że zużywamy coraz więcej prądu. Choć jeszcze niedawno wydawało się, że zima w Polsce może być uciążliwa dla energetyków, także letnie szczyty są wyzwaniem dla elektroenergetyki.

 ANNA KOWAL

Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych, w styczniu produkcja energii elektrycznej w naszym kraju wzrosła o 6,28 proc. w porównaniu do pierwszego miesiąca ubiegłego roku (z 14,76 TWh do 15,69 TWh). Zużycie było wyższe o 3,22 proc. i wyniosło 15,87 TWh.

## Konieczne inwestycje, bo potrzeby coraz większe

Szacunki pokazują, że nasza gospodarka i klienci indywidualni energetyki zużywają w ciągu roku około 170 TWh. Najczęściej korzystamy z energii wytworzonej w krajowych źródłach; import jest niewielkim wsparciem i zwykle w skali roku równoważy się z eksportem. Taka jest specyfika polskiej energetyki – mimo że leżymy w środku kontynentu, jesteśmy praktycznie energetyczną wyspą.

Analiza wieloletnich danych statystycznych pokazuje, że od połowy XX wieku produkcja energii w Polsce wzrosła siedemnaściekrotnie. Rządowe szacunki mówią, że do 2030 roku, kiedy będziemy zużywać około 200 TWh, popyt na energię wzrośnie o około 20-25 proc. Według projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” – za 20 lat będziemy zużywać 235 TWh energii.

Obecnie w polskiej energetyce trwa proces inwestycyjny. Grupy energetyczne skończyły lub finalizują budowę węglowych bloków energetycznych

Szacunki pokazują, że nasza gospodarka i klienci indywidualni energetyki zużywają w ciągu roku około 170 TWh. Najczęściej korzystamy z energii wytworzonej w krajowych źródłach; import jest niewielkim wsparciem i zwykle w skali roku równoważy się z eksportem.

w Kozienicach, Opolu, Jaworznie oraz kilku mniejszych jednostek. Trwają przygotowania do budowy w Ostrołęce. Wiadomo jednak, że istniejące i planowane

moce energetyczne z węgla nie wystarczą już dla zaspokojenia popytu. Kończy się bezwzględna dominacja węgla kamiennego i brunatnego w krajowym miksie energetycznym (teraz ponad 80 proc., za kilkanaście lat – zgodnie z projektem „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” – ponad 60 proc.).

Wobec takich założeń rządowych, grupy energetyczne coraz śmielej mówią o inwestycjach w odnawialne źródła energii. Znowu pojawiają się projekty inwestycji w energetykę wiatrową, teraz także na morzu, jak i w fotowoltaikę. Rząd planuje, że w 2033 roku pojawi się polska energia jądrowa. Zakłada budowę dwóch elektrowni atomowych – na północy kraju, jak również w centralnej Polsce. Do 2043 roku ma powstać sześć bloków jądrowych o mocy 6-9 GW.

Dzięki tym inwestycjom moc zainstalowana w naszym kraju zwiększy się z obecnych 41 GW do 70 GW w 2040 roku.

## Czy może zabraknąć energii?

Wielu pamięta 20. stopnie zasilania z czasów PRL. Przeważnie ogłaszano je w zimie, przy dużym mrozie, przemysł potrzebował energii do produkcji, a krótsze dni



Zdjęcie: Adobe Stock © fotofinca

W ostatnich latach zapotrzebowanie na energię, zarówno zimą, jak i latem, jest coraz większe

sprawiły, że również konsumenci indywidualni dłużej korzystali z – wtedy jeszcze – nieenergooszczędnych żarówek i prądożernych farelek czy innych grzejników. Latem było spokojniej, bo i wakacyjna gospodarka wolniej działała, a ludzie oszczędzali energię.

Wszystko zmieniło się w czasach gospodarki rynkowej. Wraz ze wzrostem zaможności Polaków zaczęliśmy pozwalać sobie na coraz więcej urządzeń korzystających z energii. Instalacje klimatyzacyjne są najlepszym przykładem urządzeń, które w PRL praktycznie nie były używane, a obecnie stały się standardem. Mamy też więcej telewizorów, radiodiodnioków, pojawiły się komputery, kuchenki i rozmaite inne mechanizmy ułatwiające życie. Choć prawie wszystkie są energooszczędne, to ich liczba sprawia, że potrzeba nam więcej energii.

Mimo to przez wiele lat energetyka wytwórcza bez większych problemów zaspokajała popyt na energię. Po 1989 roku zapomnieliśmy o stopniach zasilania, czyli planowych ograniczeniach w konsumpcji energii. Aż nadeszło lato 2015 roku...

## 2018 rok – czasem rekordów

W ostatnich latach zapotrzebowanie na energię, zarówno zimą, jak i latem, jest coraz większe. Bijemy kolejne rekordy. Gospodarka i klienci raczej jeszcze tego nie odczuwają, gdyż PSE sprawnie zarządzają systemem.

Miniony rok był szczególny. Pierwszy szczyt zapotrzebowania przeżywalismy

w 2018 roku 27 lutego. W tym dniu zapotrzebowanie wyniosło 26,36 tys. MW i przekroczyło o ponad 100 MW dotychczasowy rekord ze stycznia 2017 roku. Dzień później i tak wyśrubowany rekord został pobity – PSE informowały o zapotrzebowaniu na poziomie 26,44 tys. MW.

Pierwszy zeszłoroczny rekord wiosenno-letniego zapotrzebowania na moc padł nietypowo jeszcze wiosną – 4 czerwca 2018 roku: wyniosło ono 23,24 tys. MW. PSE informowały, że było to najwyższe w historii zapotrzebowanie w szczycie rannym w okresie wiosenno-letnim. Kolejny szczyt zanotowano 31 lipca ubiegłego roku. Zapotrzebowanie wynosiło wtedy 23,52 tys. MW. 2 sierpnia było ono jeszcze większe – sięgnęło 23,68 tys. MW.

Rok wcześniej wiosenno-letni szczyt również przypadł na połowę wakacji – 1 sierpnia 2017 roku zapotrzebowanie odbiorców na moc elektryczną wynosiło 23,22 tys. MW, zaś 11 sierpnia 2017 roku – 22,99 MW.

Warto podkreślić, że upały – oprócz wzrostu zużycia energii – powodują zmniejszenie zdolności przesyłowej linii energetycznych, a przede wszystkim ograniczają pracę niektórych elektrowni z powodu wzrostu temperatury wody, która jest wykorzystywana do chłodzenia jednostek wytwórczych. Ze względu na lepsze warunki atmosferyczne w wielu elektrowniach prowadzi się w tym czasie planowe remonty (choć wyrównanie w ciągu roku popytu na energię sprawia, że odchodzi się już od remontów prowadzonych tylko w okresie wiosenno-letnim,

rozkładając je równomiernie na wszystkie miesiące roku).

Podczas szczytów PSE stosują środki zaradcze, uruchamia się część Interwencyjnej Rezerwy Zimnej. Rezerwą są starsze jednostki, które wycofano z eksploatacji kilka lat wcześniej ze względu na brak możliwości wypełnienia zaostrzonych norm ekologicznych. W ubiegłym roku operator ogłosił także w części kraju „czasowy stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, mający charakter lokalny i przejściowy”. Prawo energetyczne daje w takiej sytuacji możliwość zastosowania pewnych środków zaradczych – można m.in. utrzymywać pracę bloków elektrowni przy nieco wyższych od standardowych temperaturach wody chłodzącej.

Szczyty zapotrzebowania na moc w okresie wiosenno-letnim, zanotowane w latach 2017 i 2018, nie były tak dramatyczne, jak sytuacja z 2015 roku. Wtedy, w wyniku awarii i remontów jednostek wytwórczych, nastąpił niedobór energii; energetyka nie była w stanie odpowiedzieć odpowiednią podażą na popyt, a operator systemu przesyłowego – po raz pierwszy od 1989 roku – wprowadził stopnie zasilania. Trzeba było ograniczyć zużycie energii. Niebezpieczeństwo blackoutu stało się realne.

Czy 2019 rok przyniesie kolejne rekordy? Okaże się już za kilka miesięcy. Jedno jest pewne – jedynie inwestycje w moce wytwórcze i sieci elektroenergetyczne ograniczą ryzyko powrotu do stopni zasilania, a nawet blackoutu. Straty dla gospodarki i klientów byłyby wtedy olbrzymie. ■

# Opłacalność eksploatacji samochodu elektrycznego

Samochody elektryczne stają się coraz bardziej popularne. Mimo wyższej ceny zakupu, eksploatacja takiego auta jest tańsza niż pojazdu z silnikiem spalinowym – ale czy na pewno?

**SEBASTIAN BRZozowski**  
PTPIREE

Zwiększenie liczby samochodów elektrycznych na naszych drogach spowodowało konieczność budowy stacji zasilania. Charakterystyczne słupki pojawiły się na wielu parkingach w centrach handlowych, na ważnych węzłach drogowych, a ostatnio także na stacjach benzynowych. Większość z nich pozwalała (a nieraz nadal pozwala) na bezpłatne ładowanie akumulatora auta. Niestety, wraz z upowszechnieniem się „elektryków” i coraz większym popytem na tego typu usługi, kolejni operatorzy wprowadzają opłaty za ładowanie akumulatora w pojeździe.

Generalnie istnieją dwa sposoby ładowania akumulatora: prądem przemiennym lub prądem stałym. W pierwszym z nich, bez względu na moc ładowarki, ładowanie ograniczone jest wewnętrzną ładowarką samochodu i najwolniejsze – pełne naładowanie akumulatora, w zależności od jego pojemności i mocy wbudowanej ładowarki, może trwać od kilku do nawet kilkunastu godzin. Dużo szybsze jest ładowanie za pomocą prądu stałego, gdzie ładowarka samochodu jest pomijana, a cały proces odbywa się z mocą ładowarki zewnętrznej. Tutaj wyróżniamy dwa rodzaje stacji ładowania: szybkie (o mocach do 40 kW), gdzie ładowanie akumulatora trwa około godziny, oraz ultraszybkie (o mocach powyżej 40 kW), kiedy czas ładowania liczony jest w dziesiątkach minut.

Większość ogólnie dostępnych ładowarek wyposażona jest w różne wtyczki umożliwiające ładowanie praktycznie wszystkich rodzajów samochodów. Najczęściej występujące to:

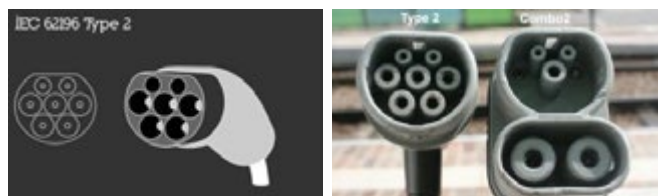
## 1. CHAdeMO/TYP 4



Wtyczka wywodząca się z Azji. Ładuje bezpośrednio prądem stałym. Skrót pochodzi od słów *charge de move*, co tłumaczy się z języka angielskiego „poruszaj się ładując”.

Natężenie prądu: 120 A  
Napięcie: 500V (prąd stały)  
Moc: do 60 kW

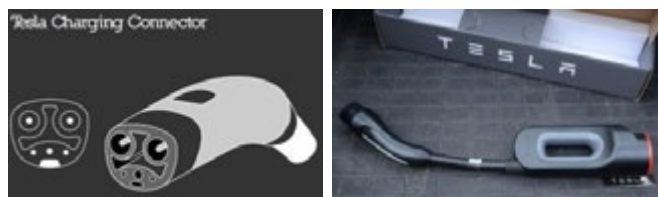
## 2. TYPE 2/CSS Combo 2



Wtyczka stworzona i rozpropagowana w Niemczech. Uznawana jest za standardową dla krajów europejskich. Kompatybilne z nią są praktycznie wszystkie modele aut elektrycznych sprzedawane na rynek europejski. Nazywana także wtyczką „Mennekes”.

Natężenie prądu: 63 A  
Napięcie: 250-400V (prąd stały)  
Moc: 22 kW, CCS Combo 2 do 350 kW

## 3. Tesla Charging Connector



Końcówka ładująca dobrze znana wszystkim właścicielom Tesli. Jej zaletą jest to, że może działać na różnych parametrach – trzy rodzaje napięcia i natężenia – oraz na prądzie zmiennym i stałym. Wtyczka umożliwia ładowanie tylko z niewielu ładowarek, dlatego każdy właściciel Tesli powinien posiadać adapter (przejściówkę) do bardziej popularnych wtyczek, jak np. CHAdeMO (zdjęcie powyżej)

Natężenie prądu: 12A/80A/100A  
Wartość napięcia: 110V (prąd zmienny)/250V (prąd zmienny)/480V (prąd stały)  
Moc: 1,32 kW/19,26 kW/48 kW

Niestety, moc ładowarki ma znaczenie dla kosztu ładowania naszego samochodu. Im większa moc, a tym samym krótszy czas ładowania, tym wyższa cena 1 kWh energii elektrycznej. Firma GreenWay, posiadająca jedną z najbardziej rozbudowanych sieci ładowania samochodów elektrycznych w Polsce, wprowadziła



Zdjęcie: Adobe Stock © slavun

**Eksploatacja samochodu elektrycznego nie musi być wcale tańsza od eksploatacji pojazdu z silnikiem spalinowym. Bardzo dużo zależy tu od sposobu i możliwości ładowania**

właśnie nowy cennik swoich usług, obowiązujący od 1 stycznia 2019 roku. Na przykład, dla zarejestrowanych użytkowników (posiadających kartę RFID) ceny ładowania w planie standardowym przedstawiają się następująco:

- usługa ładowania prądem stałym przy pełnej mocy ładowarki: 2,19 zł brutto za 1 kWh,
- usługa ładowania prądem stałym przy obniżonej do 40 kW mocy ładowarki: 1,97 zł brutto za 1 kWh,
- ładowanie prądem zmiennym (moc ładowania uzależniona od wewnętrznej ładowarki samochodu): 1,39 zł brutto za 1 kWh.

Oczywiście, trzeba pamiętać, że samochód elektryczny można naładować także wprost z gniazdka w garażu, korzystając z taryfy G11, gdzie koszt 1 kWh to, w zależności od sprzedawcy i operatora systemu dystrybucyjnego, ok. 0,60 zł brutto. Wydatek ten można jeszcze obniżyć, zmieniając taryfę, np. na G12, gdzie 1 kWh kupimy za ok. 0,50 zł brutto. Warto także się zastanowić nad zainstalowaniem ładowarki garażowej, która pozwoli zwiększyć moc ładowania auta, korzystając z przyłącza trójfazowego. Skróci to znacznie czas ładowania pojazdu.

Zakładając, że „elektryk” potrzebuje ok. 17 kWh energii na przejechanie 100 km (oczywiście, wartość ta zależy od bardzo wielu czynników, ale jest to dość dobra średnia dla różnych modeli samochodu elektrycznego oraz rodzajów jazdy i charakteru kierowcy), koszt ten wynosi:

- dla ładowania akumulatora w domu przy zastosowaniu taryfy G12: 7,50 zł brutto na 100 km,
- dla ładowania samochodu w terenie przy pełnej mocy ładowarki prądem stałym: 37,23 zł brutto na 100 km.

Zakładając, że samochód spalinowy zużywa średnio 7 litrów oleju napędowego na przejechanie 100 km, daje to koszt ok. 35,00 zł brutto za 100 km.

Jak widać, eksploatacja samochodu elektrycznego nie musi być wcale tańsza od eksploatacji pojazdu z silnikiem spalinowym. Bardzo dużo zależy tu od sposobu i możliwości ładowania. Jeśli korzystamy z niego w promieniu do 100 km od miejsca zamieszkania, lub mamy możliwość nieodpłatnego naładowania akumulatora w miejscu pracy, wówczas „elektryk” jest tani w eksploatacji. Jeśli przemieszczamy się na długich trasach, gdzie musimy korzystać z komercyjnych ładowarek dużych mocy, koszt jego eksploatacji staje się porównywalny z wydatkami na utrzymanie pojazdu spalinowego.

Oczywiście, w artykule nie uwzględniono całego szeregu aspektów związanych z innymi nakładami niż „paliwo”, np.: ceny zakupu, ubezpieczenia czy serwisowania samochodu elektrycznego oraz aspektów środowiskowych korzystania z takiego środka lokomocji. Jednak z uwagi na tak wiele zmiennych, porównanie ich w tak krótkim tekście byłoby niemożliwe. ■

\* Zdjęcia:

<http://elektromobilnosc.pl/2018/02/10/rodzaje-wtyczek-do-ladowania-aut-elektrycznych/>

# Polski atom

Polska energetyka nie będzie wiecznie węglem stała. Aby nie zabrakło prądu, należy go wytwarzać również w elektrowniach innych niż węglowe. Wzorem większości naszych sąsiadów, może warto postawić również na atom?

**ANNA KOWAL**

Już kilka dekad temu ówczesne władze zdecydowały o dywersyfikacji wytwarzania. W latach osiemdziesiątych w Żarnowcu ruszyły nawet prace budowlane. Minęły dziesięciolecia, a polskiej „atomówki” nadal nie ma. Po trzech latach obecny rząd również bardziej przychylnie spojrzal na tę gałąź energetyki.

## W projekcie polityki energetycznej zaplanowano „jądrowki”

– *Bez rozwoju energetyki jądrowej nie uda się zrealizować wyzwań klimatycznych* – powiedział minister energii Krzysztof Tchórzewski podczas styczniowej konferencji „Przyszłość energii jądrowej”. Plany rządu potwierdza też projekt zaprezentowanej pod koniec 2018 roku „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”.

Zdaniem autorów dokumentu, pierwszy blok nuklearny zacznie pracować w 2033 roku. Zakłada się budowę sześciu jednostek o łącznej mocy 6-9 GW za około 100-135 mld zł. Szacunkowe wydatki dotyczą 20-letniego procesu inwestycyjnego. Ostatni z zaplanowanych bloków powstałby w 2043 roku.

Podczas wspomnianej konferencji w Warszawie przedstawiciel resortowego Departamentu Energii Jądrowej zapowiedział budowę dwóch elektrowni: jednej – podobnie jak planowały poprzednie rządy – na północy kraju, drugiej – w Polsce centralnej. Na północy od kilku lat trwają już badania lokalizacyjne.

Średnia cena prądu z polskich elektrowni wyniesie – zgodnie z zapowiedziami Ministerstwa Energii – około 150 zł za MWh. Dla porównania, na Słowacji waha się pomiędzy 30 a 40 euro, zaś w Korei Południowej sięga 40 euro za MWh.

## Zaczęło się już w połowie XX wieku

Najpierw były marzenia, podglądanie, co robią sąsiedzi. Potem, w połowie lat pięćdziesiątych, zaczęły się oficjalne dyskusje.

Zdaniem autorów „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” pierwszy blok nuklearny zacznie pracować w 2033 roku. Zakłada się budowę sześciu jednostek o łącznej mocy 6-9 GW za około 100-135 mld zł. Szacunkowe wydatki dotyczą 20-letniego procesu inwestycyjnego. Ostatni z zaplanowanych bloków powstałby w 2043 roku.

W 1955 roku powołano nawet Instytut Badań Jądrowych. W Świerku rozpoczęliśmy budowę pierwszego polskiego

reaktora badawczego EWA (eksperymentalny, wodny, atomowy). Kupiliśmy go w 1956 roku w Związku Radzieckim. Kolejne jednostki badawcze – Maryla, Anna, Agata i Wanda – były już polską myślą techniczną. Służyły do badań nad technologią reaktorową i fizyką jądrową. Jedynym, czynnym do dziś reaktorem badawczym o mocy 30 MW, uruchomionym w 1974 roku, jest Maria.

Na początku lat siedemdziesiątych zapadła decyzja rządu o rozpoczęciu prac przygotowawczych do budowy prawdziwej elektrowni atomowej w Kartoszynie nad Jeziorem Żarnowieckim. O wyborze kaszubskiej wsi zdecydowały warunki środowiskowe: geologiczne i wodne. Grunty musiały być stabilne i nie mogło zabraknąć wody niezbędnej do chłodzenia bloków. Nie bez znaczenia było również niskie zaludnienie. W pobliskiej miejscowości Czymanowo miała powstać elektrownia szczytowo-pompowa, stabilizująca sieć energetyczną w regionie.

O ile mogliśmy wybrać lokalizację, to o technologii raczej nie dyskutowaliśmy. To było oczywiste – zdecydowano się na radziecką myśl techniczną. W 1974 roku Polska i Związek Radziecki podpisały porozumienie o wspólnej budowie elektrowni Żarnowiec. Prace budowlane ruszyły w 1982 roku; miały powstać cztery bloki energetyczne, infrastruktura kolejowa, zaplecze i część socjalna, w tym m.in. hotele dla załogi.

Choć elektrownia budowana była w technologii radzieckiej, to reaktor miała wyprodukować czeska Skoda, zaś turbiny, generatory, wytwornice pary, skraplacze, rurociągi – polskie zakłady. Zakończenie inwestycji zaplanowano na 1989 rok. Szybko termin rozruchu przesunięto na



Zdjęcie: Adobe Stock © Reinhard Marscha

**Budowane obecnie siłownie nowej generacji są bezpieczne, ekologiczne i ekonomiczne**

1991 rok. Również w 1982 roku powstała Państwowa Agencja Atomistyki.

Katastrofa w Czarnobylu, a przede wszystkim problemy finansowe zatrzymały projekt. Część zakupionego wyposażenia sprzedano, reszta uległa zniszczeniu.

Pod koniec 40-letnich rządów „partii robotniczej” powstał jeszcze projekt elektrowni jądrowej Warta w Klempiczu. Ruszyły nawet prace przygotowawcze, które ostatecznie przerwano w 1989 roku.

Marzenia o elektrowni w Żarnowcu zakończyły się formalnie 9 listopada 1990 roku. W tym dniu Sejm zatwierdził decyzję rządu o likwidacji niedokończonych elektrowni.

### III RP wraca do atomowych planów

Pierwsze lata po upadku socjalizmu upływały w Polsce pod znakiem kryzysu gospodarczego. Spadło zapotrzebowanie na energię. Jednak gospodarka szybko zaczęła odbudowywać się. Popyt na energię znów zaczął rosnąć. Już w „Polityce energetycznej Polski do 2010 roku” dopuszczono możliwość budowy elektrowni

jądrowej. Jednak miała to być siłownia nowej generacji, bezpieczna ekologicznie i ekonomiczna. Na planach jednak się skończyło.

Do koncepcji budowy „jądrówki” wrócono na początku 2009 roku, kiedy ówczesny rząd zdecydował o rozpoczęciu prac nad programem polskiej energetyki jądrowej. W tym samym roku przyjęto „Politykę energetyczną Polski do 2030 roku”, która założyła wprowadzenie do krajowego mixu wytwórczego również energii z atomu. Ze względu na rosnący popyt oraz trudną sytuację w polskim górnictwie, mieliśmy stopniowo odchodzić od monopolu energii z węgla kamiennego i brunatnego (ponad 90 proc.). Po kilku latach przygotowań, w styczniu 2014 roku Rada Ministrów przyjęła „Program polskiej energetyki jądrowej”. Zakładał on: do końca 2016 roku – ustalenie lokalizacji i zawarcie kontraktu na wybraną technologię elektrowni jądrowej; do końca 2019 roku – wykonanie projektu technicznego oraz uzyskanie decyzji i opinii; do końca 2025 roku – budowę i podłączenie do sieci pierwszego bloku oraz rozpoczęcie budowy kolejnych; do

2030 roku – budowę następnych jednostek w pierwszej elektrowni. Do 2035 roku miała zakończyć się budowa drugiej elektrowni.

Wraz z pojawieniem się realnych planów polskiej elektrowni atomowej zaczęła działać powołana do jej budowy spółka-córka Polskiej Grupy Energetycznej, w której mniejszościowe udziały wykupiły Tauron, Enea i KGHM. Rozpoczęła ona poszukiwanie lokalizacji dla pierwszej polskiej elektrowni atomowej. Rozważano tereny w gminach: Choczewo, Gniewino i Krokowa. Udziałowcy spółki atomowej zaczęli uwzględniać w swych planach i strategiach wieloletnich również ten rodzaj energii.

Wszystko wskazuje na to, że przyjęcie przez rząd nowej polityki energetycznej ponownie może nadać tempo pracom nad polskim projektem atomowym. Wydaje się, że nie mamy wyjścia: zapotrzebowanie na prąd rośnie, produkcja energii z węgla na pewno już nie wystarczy. Również decydują o tym względy środowiskowe, jak też coraz surowsze prawo unijne. ■

# Pozycja prosumenta na gruncie przepisów prawa

Jeszcze w tym roku, według zapowiedzi Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii, ma rozpocząć się program Energia Plus, którego głównym celem jest wsparcie potrzeb rynkowych polskiego przemysłu oraz rozwoju działalności gospodarczej z poszanowaniem zasad zrównoważonego rozwoju. Realizacji jego założeń ma służyć wykorzystanie źródeł zielonej energii, takich jak instalacje fotowoltaiczne czy mikroelektrownie wodne. Program Energia Plus ma bazować na modelu prosumenckim.

Kwestie dotyczące definicji prosumenta, przyłączenia do sieci mikroinstalacji, rozliczeń prosumentów z przedsiębiorstwami energetycznymi i obowiązków sprawozdawczych są uregulowane w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, tj. z 23 marca 2018 roku, Dz.U. z 2018 roku poz. 755 ze zm. (Pe) oraz w ustawie z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, tj. z 29 listopada 2018 roku, Dz. U. z 2018 roku, poz. 2389 ze zm. (ustawa o OZE) i wydanych na ich podstawach aktach wykonawczych.

## Definicja

Zgodnie z ustawą o OZE, prosumentem jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą regulowaną ustawą z dnia 6 marca 2018 roku – Prawo przedsiębiorców. Zatem, aby zakwalifikować wytwórcę jako prosumenta, muszą być spełnione następujące warunki:

- jest on odbiorcą końcowym, dokonującym zakupu na podstawie umowy kompleksowej (a nie umów rozdzielonych; wymóg ten jest konsekwencją określonego w prawie sposobu rozliczeń prosumentów – saldowania energii pobranej z sieci z energią wytworzoną przez prosumenta);

- wytwarza energię elektryczną wyłącznie z odnawialnego źródła energii (OZE) w mikroinstalacji, czyli instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW (pierwotnie definicja mikroinstalacji była węższa – była nią instalacja o mocy do 40 kW, zmiana na 50 kW weszła w życie 14 lipca 2018 roku i poszerzyła krąg prosumentów);
- zużywa energię elektryczną na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 roku – Prawo przedsiębiorców.

Istotą idei prosumenckiej jest zatem wytwarzanie energii elektrycznej z niewielkich OZE i zużywanie jej na potrzeby własne. System – zarówno technicznie, jak i z punktu widzenia rozliczeniowego – oczywiście dopuszcza wprowadzanie nadwyżek energii wytworzonej w mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej, ale celem i rolą nadrzędną jest zużycie jak największej części energii na potrzeby własne. Dlatego też wspierać należy lokalne magazynowanie. Doświadczenia przedsiębiorstw dystrybucyjnych potwierdzają, że nieduża część energii wyprodukowanej w instalacjach fotowoltaicznych jest zużywana na własny użytek, w szczególności w gospodarstwach domowych. Wynika

to prawdopodobnie z mniejszego zapotrzebowania na energię w gospodarstwie domowym w tych godzinach, w których jest największa produkcja energii ze słońca w panelach fotowoltaicznych. Z tego względu, aby zwiększyć zużycie przez prosumentów energii na potrzeby własne, warto ich wspomóc programem związanym z zabudową małych magazynów energii, które pozwolą na zwiększenie możliwości wykorzystania wyprodukowanej przez nich energii elektrycznej wówczas, kiedy będą tego potrzebowali.

## Przyłączenie prosumenta do sieci

Zgodnie z Pe, odbiorca może przyłączyć mikroinstalację do sieci w trybie uproszczonym, zwanym potocznie „na zgłoszenie”.

Zgodnie z art. 7 ust. 8<sup>d</sup> Pe, w przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której się ubiega, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urzędzenia pomiarowo-rozliczeniowego (...) Zatem podmiot może przyłączyć się w trybie „na zgłoszenie”, jeżeli spełnia następujące wymogi:

- ma status odbiorcy końcowego (jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej, ma zawartą umowę kompleksową albo pobiera energię na podstawie rozdzielonych umów dystrybucyjnej i sprzedaży – ale wówczas nie będzie prosumentem, gdyż zgodnie z definicją prosument pobiera energię na podstawie umowy kompleksowej);
- moc zainstalowana mikroinstalacji, którą chce przyłączyć, jest nie większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia dla tego podmiotu jako odbiorcy energii;
- wypełni prawidłowo i złoży druk zgłoszenia (wniosku), który zawiera co najmniej elementy określone Pe: oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji oraz informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a ust. 1 Pe (przepis ten zawiera wymagania techniczne i eksploatacyjne dla przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie); szczegółowe warunki przyłączenia, wymagania techniczne oraz warunki współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym określają przepisy rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- dołączy do zgłoszenia oświadczenie następującej treści: *„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 par. 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 roku – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”* Klauzula ta z mocy prawa zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.

W celu ułatwienia przyłączenia mikroinstalacji, OSD publikują na swoich stronach internetowych wzory druków zgłoszenia. OSD przyjmują zgłoszenie, weryfikując, czy zawiera niezbędne informacje i załączniki oraz czy są spełnione wymogi dla przyłączenia w trybie „na zgłoszenie”. Potwierdzają na dokumencie zgłoszenia datę jego złożenia i od tego momentu OSD mają 30 dni na przyłączenie mikroinstalacji do sieci. Logiczne jest, że ten termin należy liczyć od złożenia

zgłoszenia wypełnionego prawidłowo i zawierającego niezbędne informacje, gdyż trudne lub wręcz niemożliwe byłoby rozpoczęcie procedury przyłączenia, jeżeli podmiot nie spełni tych warunków. W szczególności, gdy w ogóle nie jest odbiorcą i dopiero chce się przyłączyć do sieci wraz z mikroinstalacją albo moc mikroinstalacji jest większa niż moc określona w wydanych warunkach przyłączenia.

W celu ułatwienia przyłączenia mikroinstalacji, OSD publikują na swoich stronach internetowych wzory druków zgłoszenia. OSD przyjmują zgłoszenie, weryfikując, czy zawiera niezbędne informacje i załączniki oraz czy są spełnione wymogi dla przyłączenia w trybie „na zgłoszenie”. Potwierdzają na dokumencie zgłoszenia datę jego złożenia i od tego momentu OSD mają 30 dni na przyłączenie mikroinstalacji do sieci.

Wówczas przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się standardowym trybem na podstawie umowy o przyłączenie do sieci.

Koszt instalacji układu zabezpieczającego i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla mikroinstalacji ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

W sprawach spornych, dotyczących m.in. odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji, pomimo upływu 30-dniowego terminu, czy nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, rozstrzyga na wniosek strony Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

W praktyce przyłączenia instalacji prosumenckich do sieci elektroenergetycznej realizowane są przez OSD w terminie 30-dniowym, np. gdy moc, o którą wnosi klient w warunkach przyłączenia, jest równa bądź mniejsza od tej, jaką obecnie posiada (do 50 kW „na zgłoszenie”). Jak wspomniano wcześniej, moc tę zwiększono w 2018 roku, co poszerzyło krąg instalacji OZE mieszczących się w definicji mikroinstalacji, a w konsekwencji także krąg prosumentów. Z punktu widzenia bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i dbałości operatorów systemów dystrybucyjnych o jej prawidłową pracę, dalsze poszerzenie zakresu tej definicji (zwiększanie mocy) niekorzystnie wpłynie na bezpieczne i niezawodne dostawy energii. Przy obecnych przepisach już istnieje ryzyko – w przypadku kumulacji zgłoszeń zainstalowanych mikroinstalacji w jednym miejscu – wystąpienia problemów w funkcjonowaniu sieci. Dla uniknięcia przewymiarowania sieci, jest ona projektowana z uwzględnieniem określonego współczynnika jednoczesności poboru mocy przez odbiorców (tzn. zakłada się, że nie wszyscy odbiorcy będą w tym samym momencie pobierali maksymalną możliwą moc, wynikającą z ich mocy umownej i zainstalowanych urządzeń). I dlatego przyłączenie mikroinstalacji PV o wielkości mocy umownej poszczególnych odbiorców do słabszej sieci wiejskiej (charakteryzującej się długimi obwodami o stosunkowo niedużych przekrojach przewodów, zasilającymi kilkunastu odbiorców), może powodować częste wyłączania tych źródeł przez zabezpieczenia nad napięciowe, chroniące falowniki przed uszkodzeniem.

Ustawodawca przewidział zresztą dla bezpieczeństwa sieci i dobra ogółu społeczeństwa zabezpieczenie w Pe (art. 7 ust. 8d<sup>10</sup>): *operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację*

o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączonej do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, operator w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci, operator jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni. Przepis ten nie dotyczy jednak najmniejszych mikroinstalacji, czyli o mocy zainstalowanej do 10 kW łącznie.

Rozszerzenie katalogu prosumentów (poprzez dopuszczenie przedsiębiorców) czy zwiększenie ich mocy (poprzez ewentualne dalsze rozszerzenie definicji mikroinstalacji) spowoduje ryzyko zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Oczywiście nie chodzi tutaj o ograniczenie rozwoju wytwarzania energii w mikroinstalacji, a jedynie o przyłączanie tych podmiotów w trybie standardowym, na podstawie wniosku o przyłączenie do sieci i umowy o przyłączenie. Wówczas OSD bada wpływ nowo przyłączanej instalacji na pracę tej sieci i może planować jej bezpieczny rozwój, niezakładający dostaw energii na danym obszarze.

## Rozliczenie energii wytworzonej przez prosumenta

Prosument rozliczany jest opustem przez sprzedawcę zobowiązanego lub innego, wybranego przez niego na podstawie umowy kompleksowej (gdymby jej nie było, wytwórca w mikroinstalacji nie spełniałby definicji prosumenta).

Sprzedawca dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej z niej pobranej w stosunku ilościowym 1 do 0,7, z wyjątkiem mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW, dla których ten stosunek ilościowy wynosi 1 do 0,8.

Rozliczenie energii elektrycznej wytworzonej przez prosumenta oraz przez niego pobranej z sieci odbywa się zatem poprzez zastosowanie opustu w stosunku:

- 1 (energia wprowadzona do sieci) do 0,8 (energia pobrana z sieci) dla mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 10 kW (łącznie),
- 1 (energia wprowadzona do sieci) do

0,7 (energia pobrana z sieci) dla mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 10 kW.

Rozliczenia ilości energii dokonuje się na podstawie wskazań urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla danej mikroinstalacji. Sprzedawca dokonuje rozliczenia po uzyskaniu danych pomiarowych od operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przekazanych przez niego w taki sposób, aby ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii była rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji.

Dla prosumentów przewidziane są zwolnienia z opłat. Od ilości rozliczonej opustem energii elektrycznej prosument nie uiszcza:

- na rzecz sprzedawcy – opłat z tytułu jej rozliczenia;
- opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez prosumenta; opłaty te są uiszczane przez sprzedawcę wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączona jest mikroinstalacja; dlatego nadwyżką ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci, wobec ilości energii pobranej przez niego z tej sieci, dysponuje sprzedawca w celu pokrycia kosztów rozliczenia, w tym opłat za usługę dystrybucji.

Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci nie wcześniej niż na 365 dni przed dniem dokonania odczytu rozliczeniowego w bieżącym okresie rozliczeniowym. Jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci w danym okresie rozliczeniowym przyjmuje się datę odczytu rozliczeniowego, na podstawie którego określana jest ilość energii elektrycznej wprowadzonej w całym okresie rozliczeniowym. Sprzedawca informuje prosumenta o ilości rozliczonej opustem energii, zgodnie z okresami rozliczeniowymi przyjętymi w umowie kompleksowej.

## Obowiązki informacyjne i sprawozdawcze

Wytwórca energii elektrycznej z OZE w mikroinstalacji będący prosumentem informuje OSD, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o:

- terminie przyłączenia,
- lokalizacji przyłączenia,
- rodzaju użytego OZE,
- mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji,

nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Prosument ma także obowiązek poinformować OSD o:

- zmianie rodzaju OZE użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
- zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z OZE w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z OZE w mikroinstalacji.

Informacje te są potrzebne OSD m.in. dla potrzeb kontroli pracy sieci, ale też dla realizacji obowiązków sprawozdawczych wobec Prezesa URE. OSD przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie roczne (w terminie 30 dni od dnia zakończenia roku kalendarzowego), zawierające:

1. informacje o:
  - a. łącznej ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci,
  - b. łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1, którą wytworzono z OZE w mikroinstalacji i wprowadzono do sieci dystrybucyjnej,
2. wykaz wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji, ze wskazaniem terminu wprowadzenia po raz pierwszy do sieci dystrybucyjnej przez poszczególnych wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z OZE w mikroinstalacji,
3. wskazanie rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej.

Na podstawie sprawozdań OSD, Prezes URE, w terminie 75 dni od dnia zakończenia roku kalendarzowego, sporządza zbiorczy raport, który przekazuje Ministrowi Energii oraz zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie danych osobowych.

Katarzyna Zalewska-Wojtuś  
Biuro PTPiREE

Opracowanie według stanu prawnego  
na 15 lutego 2019 roku.

# Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w styczniu 2019 roku

L.p.	Obszar działań	Dokumenty i efekty prac
1.	Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”	• Uwagi PTPIREE do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” – 14 stycznia 2019 roku
2.	Projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK)	• Projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”
3.	Projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (wdrożenie AMI)	• Materiały sprawozdawcze z prac grup roboczych
4.	Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną	• Pismo ME – konsultacje publiczne projektu rozporządzenia • Projekt rozporządzenia taryfowego • Uzasadnienie do projektu rozporządzenia taryfowego
5.	Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie oznakowania miejsc ładowania lub tankowania pojazdu samochodowego oraz formułowania i udostępniania informacji o możliwości ładowania lub tankowania pojazdu samochodowego paliwem alternatywnym	• Projekt rozporządzenia ME w sprawie oznakowania EV • Uwagi PTPIREE do projektu nowelizacji rozporządzenia ME – 8 stycznia 2019 roku

## Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”

W połowie stycznia – w ramach konsultacji publicznych – do Ministerstwa Energii przekazano stanowisko PTPIREE wobec zaprezentowanego pod koniec listopada 2018 roku projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP).

W dokumencie zawarto opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego z oceną poprzedniej polityki energetycznej oraz cel obecnej; określono także jej kierunki wraz z działaniami niezbędnymi do ich realizacji. PEP jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających ze Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. Zakłada się, że „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (którego projekt zaprezentowano w styczniu) ma być zgodny z „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku”.

Przekazane do Ministerstwa Energii stanowisko branży wypracowano na podstawie analiz opublikowanych dokumentów dokonanych zarówno w ramach Rad Dyrektorów, Biura PTPIREE, jak i na szczęblu Zarządu Towarzystwa.

## Projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK)

W połowie stycznia zaprezentowano i poddano konsultacjom publicznym projekt KPEiK w wersji 3.1 z 4 stycznia 2019 roku. Uwagi można zgłaszać do 18 lutego. W ramach PTPIREE trwa analiza jego zapisów.

Dokument stanowi wypełnienie obowiązku wynikającego z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 roku w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu. Końcowa wersja KPEiK winna być zgłoszona – po konsultacjach krajowych, dostosowaniu do strategicznych, kierunkowych dokumentów rodzimych i uwzględnieniu ewentualnej rekomendacji Komisji Europejskiej – do KE w terminie do 31 grudnia 2019 roku.

Dokument zawiera krajowe założenia i cele oraz polityki i działania w takich wymiarach, jak:

- obniżenie emisyjności,
- efektywność energetyczna,

- bezpieczeństwo energetyczne,
- wewnętrzny rynek energii,
- badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

## Projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (wdrożenie AMI)

Rządowy projekt przeszedł konsultacje publiczne w listopadzie 2018 roku (o czym już informowaliśmy w tej rubryce).

Na początku 2019 roku – w ramach, powołanego zarządzeniem Ministra Energii z października 2018 roku, Zespołu do spraw Wprowadzenia w Polsce Inteligentnego Opomiarowania – powstało również sześć grup roboczych do spraw:

1. rozporządzenia, której zadaniem jest opracowanie projektu rozporządzenia wykonawczego w sprawie funkcjonowania systemu pomiarowego, określonego w art. 11zf ust. 1 projektu ustawy;
2. RODO, której zadaniem jest opracowanie statusu danych pomiarowych w świetle rozporządzenia RODO i weryfikacja przepisów projektu ustawy dotyczących tego zagadnienia;



Zdjęcie: Adobe Stock © kasto

PTPIREE przekazało uwagi do projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie oznakowania miejsc ładowania pojazdów

3. wymiany informacji, której zadaniem jest opracowanie modelu przekazywania informacji pomiarowych pomiędzy uczestnikami systemu inteligentnego opomiarowania, w tym procesów rynku detalicznego, a także określenie związanych z ich obsługą obowiązków poszczególnych uczestników rynku;
4. HAN, której zadaniem jest opracowanie zasad współpracy licznika zdalnego odczytu z instalacją odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym (siecią domową – Home Area Network), standardów zapewniających interoperacyjność, a następnie opracowanie projektu przepisów rozporządzenia wykonawczego w sprawie funkcjonowania systemu pomiarowego określonych w art. 11zf ust. 2 projektu ustawy;
5. korzyści, której zadaniem jest opracowanie koncepcji wprowadzenia innowacyjnych tarif oraz innych rozwiązań wspierających uzyskanie przez

- odbiorców końcowych i uczestników rynku korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, a w konsekwencji opracowanie przepisów umożliwiających ich uzyskanie, w szczególności dotyczących rozporządzenia taryfowego;
6. promocji i komunikacji, której zadaniem jest opracowywanie działań promocyjnych i edukacyjnych poświęconych wdrażaniu inteligentnego systemu opomiarowania.

Zarówno w pracach Zespołu, jak i grup roboczych, bierze udział liczna reprezentacja PTPIREE (przedstawiciele OSD, PSE, a także Biura PTPIREE).

### Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną

W ostatnich dniach stycznia zorganizowano konsultacje publiczne projektu

rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Obecnie jest on na etapie prac ministerialnych. Dalsze działania są monitorowane w ramach PTPIREE.

### Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie oznakowania miejsc ładowania/tankowania pojazdów EV

Na początku roku – w ramach konsultacji publicznych – PTPIREE przekazało uwagi do projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie oznakowania miejsc ładowania lub tankowania pojazdu samochodowego oraz formułowania i udostępniania informacji o możliwości ładowania lub tankowania pojazdu samochodowego paliwem alternatywnym.

Biuro PTPIREE,  
Poznań



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.k.



## Nowe rozporządzenie taryfowe

W styczniu Ministerstwo Energii wystosowało do konsultacji projekt nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Celem wydawania nowego rozporządzenia w materii taryfowej jest wypełnienie delegacji zawartych w ustawie z 11 stycznia 2018 roku o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz ustawie z 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, a także optymalizacja przepisów dotyczących udzielania bonifikat.

Do obowiązującej treści rozporządzenia taryfowego dodano przepis mówiący o tym, że przedsiębiorstwo energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, może utworzyć odrębną grupę taryfową dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby drogowego elektrycznego transportu publicznego w celu jego rozwoju. Usunięto z kolei z uzasadnionych kosztów zakupu energii elektrycznej koszty poniesionej opłaty zastępczej oraz uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Z punktu widzenia operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) istotną zmianą jest korekta zasad udzielania bonifikat dla odbiorców energii elektrycznej za niezachowanie jej parametrów jakościowych i standardów obsługi odbiorców. Zgodnie z projektem, bonifikaty za niezachowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców będą przyznawane odbiorcy automatycznie, bez konieczności złożenia przez niego wniosku do przedsiębiorstwa energetycznego. Natomiast w przypadku bonifikat z tytułu niezachowania parametrów jakościowych energii elektrycznej, odbiorca będzie musiał złożyć wniosek w celu uzyskania stosownej bonifikaty. Złożenie wniosku przez odbiorcę w tym przypadku

jest niezbędne, gdyż przedsiębiorstwa dystrybucyjne, w celu potwierdzenia prawidłowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, muszą przeprowadzić badanie na sieci w miejscu przyłączenia odbiorcy. OSD nie posiadają systemów rejestrujących i ewidencjonujących czasy przerw w punktach poboru energii dla odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia (nn) i zdarzeń w sieci nn, dlatego też i w tym przypadku niezbędny jest wniosek odbiorcy, informujący OSD o zaistniałej przerwie. Inaczej w przypadku odbiorców przyłączonych do sieci wysokich i średnich napięć – w sytuacji niezachowania czasów dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej wprowadzono dla nich zasadę automatycznego wypłacania bonifikat, gdyż OSD mają możliwości dokonywania bieżącej i zdalnej weryfikacji dostaw energii sieciami tych napięć. Ułatwieniem dla odbiorców jest z kolei nowy pkt 5 w ust. 2 paragrafu 43, który umożliwia otrzymanie automatycznej bonifikaty odbiorcom zasilanym z tego samego miejsca dostarczenia, co odbiorca, który wcześniej złożył wniosek. Z mocy przepisów udzielona bonifikata uwzględniana będzie w rozliczeniach z odbiorcą za najbliższy okres rozliczeniowy.

## Projekt nowego Prawa zamówień publicznych

Pod koniec stycznia do konsultacji publicznych skierowano projekt nowej ustawy Prawo zamówień publicznych (Pzp) oraz projekt ustawy Przepisy wprowadzające Pzp. Celem uchwalenia nowego Pzp jest uaktualnienie dotychczas obowiązującej ustawy – wielokrotnie nowelizowanej, również ze względu na konieczność dostosowania do przepisów unijnych – poprzez wprowadzenie nowych rozwiązań opartych na maksymalnej efektywności i przejrzystości udzielanych zamówień publicznych, uwzględniających jednocześnie ich rolę w kształtowaniu polityki państwa oraz potrzebę wsparcia rozwoju małych

i średnich przedsiębiorstw (MŚP), a także innowacyjnych, nowoczesnych produktów i usług. Zmiany mają ponadto wspomagać sprawną realizację Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju.

Co istotne w przypadku tak kompleksowej regulacji, opracowanie projektu nowego Pzp poprzedzone było szerokimi konsultacjami założeń i opracowaniem koncepcji, po zidentyfikowaniu kluczowych obszarów wymagających zmienionej regulacji. Jak wynika z uzasadnienia projektu, następujące z nich znalazły odzwierciedlenie w proponowanych zmianach:

1. brak powiązania wydatków z realizacją polityki oraz celów strategicznych państwa,
2. duża liczba wyłączeń spod reżimu systemu zamówień publicznych, które negatywnie wpływają na transparentność i dostępność zamówień publicznych,
3. wybieranie rozwiązań najtańszych zamiast najbardziej efektywnych w dłuższym okresie,
4. nieproporcjonalny do potencjału udział przedsiębiorców z sektora MŚP w rynku zamówień publicznych,
5. nieefektywne zarządzanie procesem zakupowym od planowania udzielenia zamówienia, przygotowania postępowania po podsumowanie jego realizacji,
6. koncentracja zamawiających na spełnieniu wymogów formalnych zamiast na uzyskaniu najlepszego jakościowo produktu lub usługi,
7. niski odsetek zamówień udzielonych w innych trybach niż przetarg nieograniczony i wolna ręka (negocjacje z ogłoszeniem, dialog konkurencyjny, negocjacje bez ogłoszenia oraz partnerstwo innowacyjne i licytacja elektroniczna stanowią zaledwie 1,27 proc. postępowań),
8. zmniejszające się zainteresowanie wykonawców rynkiem zamówień publicznych (w 2017 roku w około 43 proc.



Zdjęcie: Adobe Stock © oniy\_kirn

Negocjacje z ogłoszeniem, dialog konkurencyjny, negocjacje bez ogłoszenia oraz partnerstwo innowacyjne i licytacja elektroniczna stanowią zaledwie 1,27 proc. postępowań w ramach Prawa zamówień publicznych

*postępowań złożona została tylko jedna oferta),*

9. *ograniczona dostępność do środków odwoławczych do Krajowej Izby Odwoławczej (KIO) oraz skarg na wyroki KIO do sądów powszechnych,*
10. *niejednolitość orzecznictwa KIO i sądów powszechnych w przedmiocie zamówień publicznych,*
11. *brak wyodrębnionej i uproszczonej procedury udzielania zamówień poniżej progów unijnych,*
12. *rozproszony i nieefektywny system kontroli,*
13. *brak przejrzystości ustawy wywołany licznymi nowelizacjami.*

Nowa ustawa ma przewidywać także wzmocnienie roli Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych (UZP) oraz wsparcie samego urzędu skierowane do zamawiających, np. poprzez systematyczne wypracowywanie wzorów umów i innych dokumentów, gromadzenie dobrych praktyk czy prowadzenie infolinii doradczej. Projektodawca wskazał na główne elementy, na które zostanie położony nacisk w procedowanej regulacji, takie jak:

- wprowadzenie podstawy prawnej do stworzenia polityki zakupowej państwa;

- zwiększenie roli planowania w zamówieniach publicznych, które ma być osiągnięte poprzez: wprowadzenie obowiązku przeprowadzania analiz przed wszczęciem postępowania, określanie strategii zarządzania dla poszczególnych kategorii zakupowych, kwartalną aktualizację planów postępowań czy zwiększenie znaczenia dialogu z wykonawcą;
- uproszczenie zasad udziału wykonawców w postępowaniu oraz ograniczenie przesłanek wykluczenia;
- zrównoważenie stron w umowach o udzielenie zamówienia publicznego;
- usprawnienie postępowania skargowego na orzeczenia KIO oraz systemu kontroli;
- wzmocnienie roli Prezesa UZP.

Sam słowniczek ustawowy zmodyfikowano, wprowadzając nowe definicje dla tak zasadniczych pojęć, jak „udzielenie zamówienia publicznego”, „warunki zamówienia” czy „opis potrzeb i wymagań”. Podobnie skorelowano wartość progów i katalog wyłączeń spod stosowania ustawy, czyniąc rozwiązania bardziej przejrzystymi.

Novum w Pzp stanowi stworzenie ram prawnych dla dokumentu „Polityka

zakupowa państwa”. Byłaby to średnio-okresowa strategia wydawana raz na cztery lata, która nakreślałaby program działań wykonawczych wraz z instrumentami do jego realizacji, mając na względzie ukierunkowanie zakupów na innowacyjne i zrównoważone produkty i usługi. Ponadto centralne organy administracji rządowej będą zobowiązane do sporządzenia strategii zarządzania dla poszczególnych kategorii zakupowych, w której określone zostaną zamówienia o newralgicznym charakterze dla realizacji „Polityki zakupowej państwa”.

Projektowi nowego Pzp towarzyszy projekt ustawy wprowadzającej, która zawiera zmiany – odniesienie w licznych ustawach do nowej ustawy Prawo zamówień publicznych oraz wskazuje limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań wynikających z Pzp w latach 2020-2029, wraz z mechanizmem korygującym.

Trwają konsultacje projektów przewidziane na 21 dni od dnia otrzymania zaproszeń do konsultacji przez podmioty branżowe. Osoby zainteresowane mogą zapoznać się z projektami w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji. ■

# Optimalizacja kosztów i czasu układania linii kablowych SN poprzez płuzenie kabla AXAL-TT-PRO

LESŁAW KWIDZIŃSKI  
ENSTO POL

## Przyczyny wdrażania innowacyjnych metod

Zmiany w różnych obszarach życia są nieuniknione i wynikają z naszych potrzeb, aspiracji lub z konieczności. W czasie, gdy spółki OSD stawiają sobie za cel zdecydowane poprawienie wskaźników m.in. SAIDI i SAIFI musi nastąpić zwiększenie udziału linii kablowych w sieciach energetycznych średniego napięcia. Raport PTPIREE z 24 maja 2018 roku uświadamia, przed jakim wyzwaniem stoją OSD w Polsce. Na koniec 2017 roku poziom udziału linii kablowych w liniach SN uwzględniający pięć największych OSD wynosił 25,9 proc. Łączna długość linii kablowych SN na koniec 2017 roku to 77 195 km. Poziom udziału linii kablowych w liniach SN w naszym kraju jest o 20 punktów procentowych niższy od średniej europejskiej. Polska energetyka zdecydowanie więc zaniża tę średnią w Europie. Dla porównania 10 państw europejskich z najwyższym udziałem linii kablowych w liniach SN ma średni poziom 75 proc.

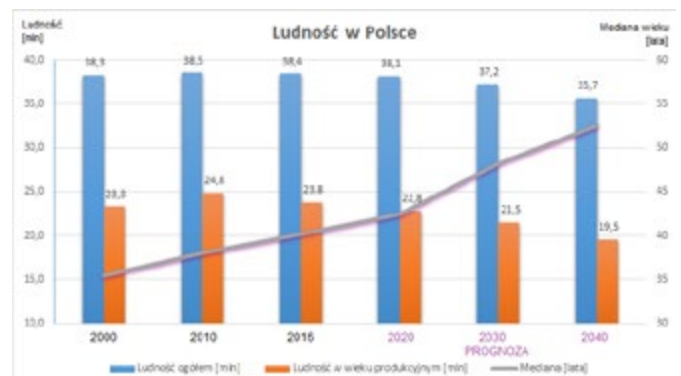
Zgodnie z zapowiedziami, spółki OSD chcą budować zdecydowanie więcej linii kablowych SN, w tym również na obszarach leśnych. Na przykład Energa-Operator planuje modernizację w terenach leśnych ponad 3 tys. km linii SN do 2025 roku.

## Czy tradycyjne metody układania kabli pozwolą na realizację tak ambitnych planów?

Odpowiedź na to pytanie możemy znaleźć w danych statystycznych „Rocznika Demograficznego 2017” oraz „Atlasu demograficznego Polski” wydanego w listopadzie 2017 roku przez Główny Urząd Statystyczny, jak i w źródłach Ministerstwa Finansów.

W 2016 roku ludność w naszym kraju wynosiła 38 433 tys., a mediana wieku ludności sięgała nieco ponad 40 lat. GUS przewiduje, że w 2030 roku będzie nas o ponad 1,2 mln mniej, czyli około 37 185 tys., a mediana wieku wzrośnie do przeszło 47 lat. Jeszcze bardziej pesymistycznie przedstawiają się dane dotyczące wieku produkcyjnego ludności. W 2016 roku w Polsce było 23 768 tys. mieszkańców w wieku produkcyjnym, a w 2030 roku GUS przewiduje 21 504 tys., czyli o ponad 2,2 mln mniej. Należy pamiętać, że w 2030 roku w wiek produkcyjny będą wchodzić obecni 7-latkowie, a więc trend ten jest na kilkanaście lat nie do odwrócenia.

W Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2020 roku (z perspektywą do 2030 roku), zatwierdzonej przez Radę Ministrów w lutym 2017 roku, jasno określony jest cel, że skorygowany realny dochód gospodarstw domowych według PPP (od ang. *purchasing power parity* – parytet siły nabywczej, PSN) ma wzrosnąć



Rys. 1. Prognoza ludności w Polsce – opracowanie własne według Rocznika Demograficznego 2017 i „Atlasu demograficznego Polski”

również w odniesieniu do średniej całej Unii Europejskiej tak, aby w 2020 roku osiągnąć 76-80 proc., a w 2030 roku uzyskać średnią (100 proc.) w UE według PPP. Jest to możliwe jedynie przy corocznym istotnym zwiększeniu wynagrodzenia.

Obecnie zauważany już jest brak pracowników, co zmusza pracodawców do podnoszenia wynagrodzeń. Dodatkowo na zwiększenie kosztów pracy w najbliższym czasie będą miały wpływ Pracownicze Plany Kapitałowe (PPK) oraz zwiększenie składek ZUS.

W najbliższych latach pracownicy w sposób naturalny będą przesuwać się do segmentu usług najlepiej opłacanych. W związku z tym koszt pracy w zakresie usług budowlanych w energetyce będzie również szybko rosł i trend ten jest już nieodwracalny. W przyszłości nie tylko wysoki koszt, ale przede wszystkim brak dostępu do wykwalifikowanych pracowników spowoduje, że będzie trzeba wprowadzać innowacyjne technologie, m.in. takie jak mechaniczne układanie kabli energetycznych metodą płuzenia.

## Rozwój metody bezwykopowej w Polsce – doświadczenia z pilotażu

Mechaniczne układanie kabli energetycznych metodą płuzenia, czyli bezwykopową, można podzielić ze względu na wykorzystywane pługoukładacze, np. na wibracyjne, hydrauliczne czy statyczne. Stosowane z różnym powodzeniem w wielu krajach na świecie, w Polsce prawie w ogóle, z wyjątkiem układania kabli telekomunikacyjnych, dla mniejszych średnic kabli i rur kablowych.

W 2018 roku Energa-Operator wykonał pierwszą linię pilotażową przechodzącą przez las między Nowym Barkoczymem

a Lubaniem, gdzie kabel typu AXAL-TT PRO 3x150/35 mm<sup>2</sup> 12/20 kV był układany pługoukładaczem wibracyjnym. Budowa linii kablowej prowadziła po trasie modernizowanej linii napowietrznej. Ze względu na małe wymiary pługoukładacza nie było wymagane wyłączanie napięcia linii modernizowanej. Łączna długość linii kablowej w lesie wynosiła 1500 m. Pługoukładacz praktycznie w dwa dni ułożył kabel na głębokości około 1,1 metra. Pilotaż ten pokazał, że układanie kabli SN metodami płuzenia może obniżyć koszty inwestycji. Metoda płuzenia może być stosowana w szczególności w obszarach leśnych, gdzie nie mamy dużo kolizji czy rur melioracyjnych.

Prowadzone są przygotowania do kolejnych inwestycji linii kablowych SN, gdzie wykorzystane będą pługoukładacze i kable typu AXAL-TT PRO.

W celu powszechnego zastosowania metody bezwykopowej należy formalnie opracować zalecenia do projektowania i budowy linii kablowych SN. Obecnie norma N SEP-E-004 „Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa” opisuje metodę tradycyjną układania kabli w wykopie z odpowiednimi warstwami piasku. Podobnie jest w przypadku standardów technicznych spółek OSD dotyczących układania kabli. Dlatego należy opracować nowe wytyczne, umożliwiające już na etapie projektowania uwzględnienie jako alternatywę ułożenia odpowiednich kabli metodą płuzenia.

Innym zagadnieniem ograniczającym rozwój metody bezwykopowej jest kwestia techniczna związana z odpowiednimi kablami oraz maszynami przeznaczonymi do ich układania. Na świecie metody płuzenia kabli SN i WN stosowane są od wielu lat z wykorzystaniem różnych rozwiązań pługoukładaczy, w zależności od rodzaju układanego kabla, np. jednożyłowego, trzyżyłowego, czy od liczby systemów kablowych jednocześnie układanych. Obecnie w naszym kraju mamy już firmy z branży telekomunikacyjnej, które posiadają pługoukładacze, jednak muszą one być dostosowane do układania kabli energetycznych. Również zastosowane kable do układania metodą bezwykopową powinny być

dostosowane do technologii układania. Jednym z przykładów dopasowania konstrukcji kabla SN do technologii układania jest kabel AXAL-TT PRO.

Im szybciej zostaną stworzone warunki do stosowania metody płuzenia w Polsce, tym szybciej krajowi wykonawcy będą posiadali odpowiednie maszyny. W krótkim czasie mogą pojawić się wyspecjalizowane firmy wykonawcze, które będą gwarantowały wysoką jakość wykonanych robót.

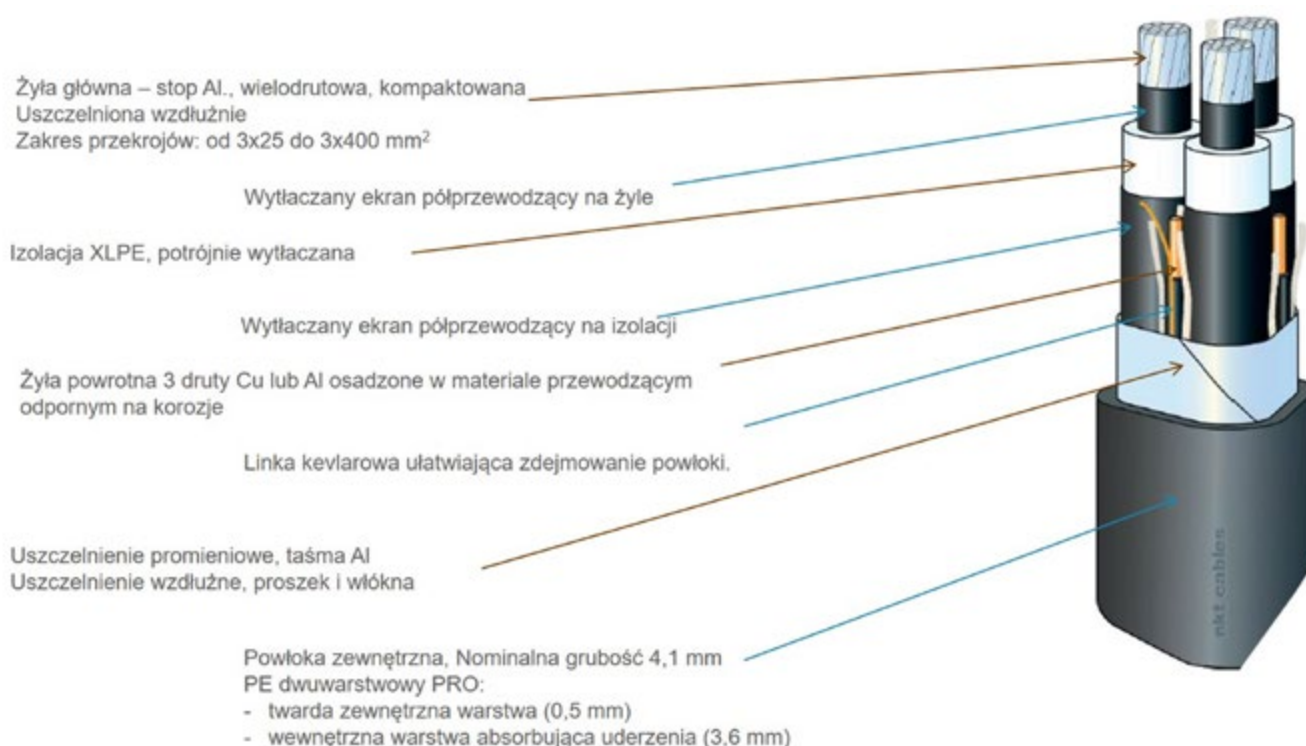
## Kabel AXAL-TT PRO – zaprojektowany do układania maszynowego

Kabel AXAL-TT-PRO jest przykładem kabla specjalnie zaprojektowanego do układania metodami płuzenia. Bazując na konstrukcji kabla trzyżyłowego, wprowadzono istotne modyfikacje konstrukcji żyły powrotnej oraz powłoki zewnętrznej.

Żyła powrotna przy układaniu mechanicznym, wyginaniu kabla oraz wgnieciach od kamieni nie powinna uszkadzać ekranu na izolacji. Dlatego w tych kablach zastosowano trzy druty miedziane lub aluminiowe osadzone w przewodzącym i chroniącym przed korozją materiale, stykającym się z ekranem izolacji. Powłoka zewnętrzna posiada dwie warstwy: twardą zewnętrzną odporną na uszkodzenia oraz wewnętrzną absorbującą uderzenia i wgniecenia, tak aby nie przenosić naprężenia na ekran i izolację. Konstrukcję kabla przedstawiono na rysunku 2.

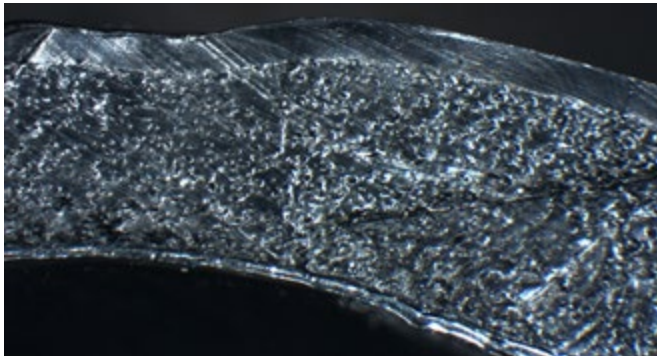
Kabel AXAL-TT PRO, dzięki zwiększonej odporności powłoki zewnętrznej, jest mniej narażony na uszkodzenia mechaniczne niż standardowe kable. Potwierdzono to badaniami wytrzymałości powłoki na oddziaływanie różnego rodzaju kruszywa. Przykład pokazuje rysunek 3, gdzie pod naciskiem ostrego kruszywa odkształca się jedynie dwuwarstwowa powłoka zewnętrzna, bez uszkodzenia żył powrotnych, ekranu, czy izolacji.

Kable AXAL-TT-PRO produkowane są w dwóch wersjach napięciowych 12 kV i 24 kV oraz przekrojów żyły roboczej od 3x25 mm<sup>2</sup> do



Rys. 2. Budowa kabla AXAL-TT-PRO

3x400 mm<sup>2</sup>. Dostępna jest również wersja AXAL-F – TT-PRO na napięcie 18/30 (36) kV. Żyłka powrotna może być wykonana z drutów miedzianych lub aluminiowych o różnym przekroju, maksymalnie do 75 mm<sup>2</sup>.



Rys. 3. Odkształcenie jedynie powłoki zewnętrznej kabla AXAL-TT-PRO w badaniu wytrzymałości powłoki

Należy zwrócić uwagę, że w przypadku aluminiowej żyły powrotnej niewystarczające jest stosowanie uszczelnienia promieniowego i wzdłużnego. Dodatkowo, żeby uniknąć korozji aluminium w przypadku uszkodzenia bariery przeciwwilgociowej, druty z aluminium pokrywa się warstwą tworzywa przewodzącego.

## Kabel trzyżyłowy, a 3 kable jednożyłowe

Przy wdrażaniu układania kabli energetycznych metodą płuzenia należy zwrócić uwagę, że jakość ułożenia linii kablowej będzie wypadkową jakości kabli i zastosowanych maszyn.

W celu uniknięcia uszkodzeń kabli w trakcie układania idealnym rozwiązaniem byłoby wykorzystanie najlepszych pługoukładaczy przeznaczonych do układania kabli energetycznych z możliwością kontroli głębokości ułożenia, z automatycznym awaryjnym wyłączeniem, w przypadku przekroczenia określonych parametrów, np. siły uciążu kabla. Drugi istotny czynnik to wykorzystywanie kabli przeznaczonych do układania maszynowego. Stawiając niższe wymagania pługoukładaczom, należy stosować kable o bardziej zaawansowanych konstrukcjach przeznaczonych do układania maszynowego.

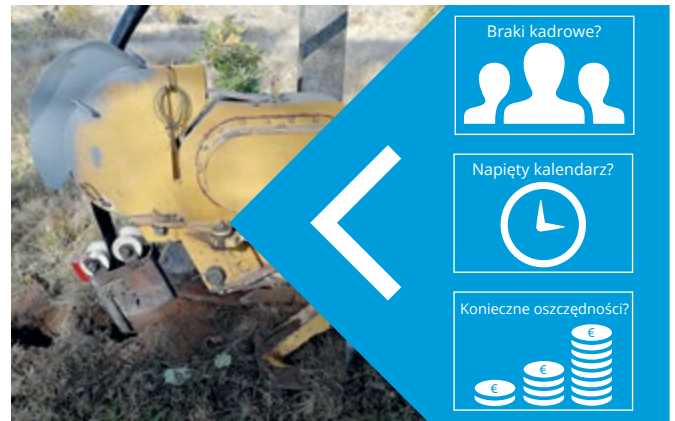
Płuzenie trzyżyłowych kabli typu AXAL-TT-PRO upraszcza cały proces układania, gdyż transport jednego bębna kablowego może być zintegrowany z pługoukładaczem (rysunek 4). W przypadku kabli jednożyłowych należy zapewnić dodatkową jednostkę transportową dla trzech bębnow kablowych, która będzie podążać za pługoukładaczem. W trudnym terenie jest to czasami niewykonalne i dodatkowo podwyższa koszt robocizny. Innym rozwiązaniem jest ułożenie kabli jednożyłowych na ziemi i podawanie do pługoukładacza, ale wtedy traci się kontrolę promieni gięcia kabli i zwiększa ryzyko ich uszkodzenia w trakcie układania.



Rys. 4. Pługoukładacz wibracyjny z wysięgnikiem na bębny kablowy z kablem trzyżyłowym AXAL-TT-PRO

## Korzyści ze stosowania metody płuzenia

W wielu krajach funkcjonują różne wymagania dotyczące układania kabli. Jednak już teraz można stwierdzić, że w większości przypadków układanie metodą płuzenia jest tańsze od metod konwencjonalnych. Płuzenie pozwala również na zdecydowane skrócenie czasu realizacji budowy, a więc także w niektórych przypadkach zmniejszenie uciążliwości dla mieszkańców i zakłóceń ruchu ulicznego.



Rys. 5. Korzyści z układania kabla AXAL-TT-PRO metodą płuzenia

Metoda płuzenia w stosunku do tradycyjnych metod redukuje wpływ na środowisko, szczególnie istotne może to być w obszarach leśnych. Technologia płuzenia z pełną rejestracją parametrów (w tym współrzędnych geodezyjnych, głębokości ułożenia, czy siły ciągnącej kable) zapewnia kontrolowaną jakość wykonania robót, co w przyszłości ogranicza liczbę awarii w liniach kablowych.

## Podsumowanie

Metody płuzenia kabli energetycznych dostosowanych do układania maszynowego zdobywają coraz większą popularność, gdyż dają dużo korzyści. Nie tylko ze względu na korzyści finansowe i krótki czas realizacji, ale również przewidywany w przyszłości brak pracowników, powinny zostać wprowadzone do stosowania na polskim rynku. W celu uniknięcia awarii w liniach kablowych spowodowanych niewłaściwym układaniem należy postawić wymagania wykonawcom odnośnie do samego procesu płuzenia oraz wybrać odpowiednie kable dla określonej technologii. Metody płuzenia mają swoje ograniczenia, ale bazując na doświadczeniach z pierwszego pilotażu warto na etapie projektowania linii kablowej, w szczególności w terenach leśnych, uwzględnić płuzenie jako alternatywną metodę budowy.

## Literatura

1. Raport PTPIREE z 24 maja 2018 roku,
2. Rocznik Demograficzny 2017, Główny Urząd Statystyczny,
3. Atlas demograficzny Polski, Główny Urząd Statystyczny, listopad 2017 roku,
4. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2020 roku (z perspektywą do 2030 roku), Ministerstwo Rozwoju, Warszawa 2017 rok,
5. Materiały firmy NKT (Szwecja) AB,
6. Materiały firmy Ensto Pol,
7. Materiały z konferencji organizowanej przez PTPIREE „Elektroenergetyczne linie napowietrzne i kablowe niskich i średnich napięć”, październik 2018 rok, Włsta.

# Nowe mechanizmy finansowania inwestycji niskoemisyjnych w energetyce

Przedstawicielstwo Komisji Europejskiej w Warszawie było gospodarzem spotkania dotyczącego mechanizmów finansowania inwestycji niskoemisyjnych w energetyce.

14 kwietnia 2018 roku weszła w życie zmieniona dyrektywa o Europejskim Systemie Handlu Emisjami (ETS) ustanawiająca zasady dotyczące ETS na lata 2021–2030. Jedną z wprowadzonych poprawek jest utworzenie funduszu modernizacyjnego przeznaczonego na wspieranie inwestycji niskoemisyjnych w sektorach energetycznych w dziesięciu państwach członkowskich Unii Europejskiej o niskim dochodzie krajowym w przeliczeniu na mieszkańca, tj.: Bułgarii, Chorwacji, Czechach, Estonii, Litwie, Łotwie, Polsce, Rumunii, Słowacji i na Węgrzech. Wyboru obszarów inwestycyjnych mają dokonać poszczególne państwa członkowskie. Priorytety, które mają być realizowane w ramach tego mechanizmu, to m.in.: odnawialne źródła energii, poprawa efektywności energetycznej, modernizacja sieci energetycznych oraz magazynowanie energii, jak również działania mające na celu wspieranie sprawiedliwych przemian w regionach uzależnionych od gospodarki węglowej.

Dyrektywę zmieniono również mechanizm finansowania modernizacji systemów energetycznych, tzw. mechanizm artykułu 10c, który będzie dostępny dla państw członkowskich. Zmieniona dyrektywa ETS określa ogólne zasady funkcjonowania tych dwóch instrumentów finansowania. Jednocześnie państwa członkowskie są zobowiązane podjąć decyzję odnośnie do tego, czy i w jaki sposób chcą wykorzystać udostępnione im środki.

23 stycznia w Warszawie odbyło się spotkanie zorganizowane przez Komisję Europejską poświęcone zmienionej



Spotkanie zorganizowane w Warszawie przez Komisję Europejską, poświęcone zmienionej dyrektywie ETS

dyrektywie ETS. Jego celem było wyjaśnienie zainteresowanym podmiotom zasad dotyczących instrumentów finansowania i zainicjowanie dyskusji na temat priorytetów inwestycyjnych oraz przepisów o funduszu modernizacyjnym. Obecni byli przedstawiciele przedsiębiorstw i stowarzyszeń działających w sektorach zajmujących się: wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej, produkcją i dystrybucją

ciepłą, magazynowaniem energii, transportem elektrycznym, a także dużych zakładów przemysłowych. W wydarzeniu uczestniczyli również reprezentanci administracji państwowej, w tym m.in. resortów: środowiska, energii i finansów oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Olga Fasiacka  
PTPIREE

IV Konferencja Naukowo-Techniczna, Kołobrzeg, 28-29 maja 2019 r.

# POMIARY I DIAGNOSTYKA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Organizator:



Patronat honorowy:



W programie m.in.:

- Aspekty prawne i regulacyjne, w tym nowe regulacje w zakresie zmian do ustawy Prawo Energetyczne, ustawy o Rynku Mocy, wydłużenia okresu ważności legalizacji liczników energii elektrycznej, regulacji jakościowej
- Doświadczenia z wdrożeń instalacji AMI w Polsce i Europie
- Rozwiązania smart home – standardy oraz praktyczne implementacje
- Laboratoria AMI – przegląd interesujących badań i projektów
- Bezpieczeństwo infrastruktury AMI
- Nowe technologie komunikacji dla odczytu liczników energii elektrycznej
- Wykorzystanie liczników inteligentnych oraz liczników bilansujących w diagnostyce sieci dystrybucyjnej
- Kompatybilność elektromagnetyczna urządzeń odbiorczych w kontekście komunikacji PLC w systemach klasy AMI
- Interpretacja wyników pomiarowych
- Badania i pomiary urządzeń energetycznych
- Nowoczesne techniki diagnostyczne stosowane w energetyce
- Monitoring jakości energii elektrycznej
- Ochrona urządzeń pomiarowych
- Pomiary wielkości nieelektrycznych

Kontakt: Justyna Dylińska-Chojnacka, tel. 61 846-02-32, e-mail: [dylinska@ptpiree.pl](mailto:dylinska@ptpiree.pl)

Szczegółowe informacje: [pomiar.y.ptpiree.pl](http://pomiar.y.ptpiree.pl)

# Wydarzenia w branży

## Sprzedaż samochodów elektrycznych



Zdjęcie: Adobe Stock © Nischaporn

Statystyki ACEA wskazują, że popyt na modele elektryczne w państwach UE stale rośnie

Jak podaje Obserwatorium Rynku Paliw Alternatywnych, opierając się na danych Europejskiego Stowarzyszenia Producentów Samochodów (ACEA), w 2018 roku w Unii Europejskiej sprzedano 301 847 osobowych pojazdów elektrycznych (EV). To o 38,2 proc. więcej niż w 2017 roku, gdy sprzedaż wyniosła 218 336 aut. Dane z rodzimego rynku zebrał Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego. Statystyki ACEA wskazują, że popyt na modele elektryczne w państwach UE stale rośnie. W czwartym kwartale 2018 roku w krajach Wspólnoty sprzedano 86 372 samochody tego typu. Oznacza to wzrost o 33,1 proc. w stosunku do takiego okresu 2017 roku (64 903 pojazdy). EV cieszyły się największą popularnością w Niemczech (17 413), w Wielkiej Brytanii (15 064) oraz we Francji (14 510). Na czwartym miejscu uplasowała się Holandia z wynikiem

12 086, zaś na pozycji piątej znalazła się Szwecja (8 383). W Polsce sprzedano 365 pojazdów elektrycznych – o 3,2 proc. mniej niż w czwartym kwartale 2017 roku. Liderem w całej Europie niezmiennie pozostaje Norwegia, gdzie zarejestrowano 20 651 EV.

W ciągu całego 2018 roku najwięcej „elektryków” wśród państw UE sprzedano w Niemczech (67 658), Wielkiej Brytanii (59 947) i we Francji (45 623). W Polsce w ubiegłym roku nabywców znalazły 1324 auta (704 hybrydy plug-in oraz 620 samochodów całkowicie elektrycznych). To wzrost o 22,9 proc. w porównaniu do 2017 roku. – *Względem 2017 roku tempo wzrostu sprzedaży pojazdów elektrycznych w Polsce wyraźnie spadło, a na tle państw Europy Zachodniej liczby zanotowane na krajowym rynku trudno uznać za zadowalające. W Unii Europejskiej procentowo mniejszy*

*wzrost rejestracji EV zaobserwowano jedynie w Wielkiej Brytanii, Belgii i Austrii. Wejście w życie Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych nie przyniosło jeszcze zatem przełomu na rynku – mówi Maciej Mazur, dyrektor zarządzający Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych. – Należy jednak zaznaczyć, że na skutek wprowadzenia nowej normy testowej WLTP, z oferty wycofano m.in. kilka popularnych modeli hybryd typu plug-in. Ponadto, mimo że Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych obowiązuje już od niemal roku, EV są zwolnione z akcyzy dopiero od 19 grudnia, z uwagi na fakt, że odpowiednie regulacje musiały zdobyć akceptację Komisji Europejskiej. W roku bieżącym oczekujemy przede wszystkim pierwszych efektów funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu.*

## Nowy blok w Elektrowni Opole

PGE podaje w komunikacie, że po pierwszej synchronizacji bloku nr 5 w Elektrowni Opole z KSE, która nastąpiła 15 stycznia o godz. 14.09, a także po pomyślnie przeprowadzonej pierwszej fazie optymalizacji parametrów pracy, nowa jednostka 7 lutego o godz. 13.00 po raz pierwszy pracowała mocą aż 931 MW. To więcej niż moc znamionowa bloku, która wynosi 900 MW.

Budowa bloku nr 5 Elektrowni Opole, realizowana przez spółkę PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna (PGE GiEK) z Grupy Kapitałowej PGE, jest w fazie końcowej. Jedna z dwóch nowoczesnych jednostek budowanych w Elektrowni Opole o mocy 900 MW znajduje się już w trakcie ruchu regulacyjnego. Pierwszy etap optymalizacji parametrów pracy bloku zakończył się sukcesem.

– *To dowód ciężkiej pracy całego zespołu projektowego PGE GiEK oraz konsorcjum wykonawcy. To potwierdzenie niezwykle profesjonalizmu, ogromnego zaangażowania w realizację kluczowej dla bezpieczeństwa energetycznego kraju inwestycji – powiedział Norbert Grudzień, p.o. prezesa zarządu, wiceprezes ds. inwestycji i zarządzania majątkiem PGE GiEK.*

Zgodnie z harmonogramem, przekazanie bloku nr 5 do eksploatacji nastąpi do 15 czerwca 2019 roku, a bloku nr 6 30 września 2019 roku. Po przekazaniu do eksploatacji nowych jednostek nr 5 i nr 6 o łącznej mocy 1800 MW, elektrownia PGE w Opolu zaspokajając będzie 8 proc. obecnego krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną i będzie trzecią co do wielkości polską elektrownią, po Bełchatowie z Grupy PGE i Kozienicach. Do produkcji energii wykorzystywać ma węgiel kamienny z kopalń Polskiej Grupy Górniczej: około 4 mln ton rocznie.

## Pierwsza książeczka dla dzieci o energetykach

Tauron Dystrybucja od lat edukuje dzieci i młodzież w zakresie bezpiecznego korzystania z urządzeń elektrycznych i bezpiecznego zachowania w pobliżu infrastruktury energetycznej.

Kolejna z takich edukacyjnych inicjatyw to pierwsza w Polsce książeczka „Mam przyjaciela energetyka”, przygotowana wspólnie z wiodącym wydawnictwem na rynku książek dla najmłodszych. Przybliży ona tajniki codziennej pracy energetyków. Jej bohaterem jest elektryk Adam, który zabiera czytelników do serca firmy, czyli dyspozycji ruchu sieci, prezentuje wyposażenie pogotowia energetycznego, pokazuje, jak elektrycy wykonują codzienne obowiązki i w jaki sposób usuwają awarie, aby jak najszybciej przywrócić zasilanie. Na końcu opowiada o tym, w jaki sposób prąd trafia do naszych mieszkań i jak to się dzieje, że

energetycy są także opiekunami zwierząt. – *Praca energetyków to wymagające specjalistycznej wiedzy, odwagi i poświęcenia zajęcie, ale także niezwykle ciekawe i przynoszące satysfakcję* – mówi Marcin Marzyński z Tauron Dystrybucja. – *Dziutom często trudno wytłumaczyć, na czym polega praca elektromonterów i dlaczego właśnie w tej chwili nie mogą obejrzeć ulubionej bajki, ponieważ zabrakło prądu. Stąd pomysł, aby poprzez książeczkę edukować dzieci, że codziennie wielu ludzi pracuje nad tym, aby prąd nieprzerwanie płynął w naszych gniazdkach.*

We wrześniu ubiegłego roku premierę miał pierwszy w Polsce serial dokumentalny „Elektryczni”, opowiadający o codziennej pracy elektryków Taurona oraz ukazujący kulisy budowy najnowocześniejszego bloku energetycznego w Jaworznie. Energetycy Taurona pojawili się także na

największej w Polsce makiecie kolejowej „Kolejkowo” znajdującej się we Wrocławiu i Gliwicach.

Wszystkie te działania mają charakter edukacyjny i realizowane są w ramach programu „Bezpieczniki Taurona”. Program ten od 5 lat służy przekazywaniu dzieciom i młodzieży wiedzy o bezpiecznym korzystaniu z energii elektrycznej, a ich rodzicom przedstawieniu, jak energetycy pracują każdego dnia. W programie dotychczas wzięło udział ponad 170 tysięcy uczniów. Od ubiegłego roku wiedzę o elektryczności Tauron przekazuje za pośrednictwem multimedialnej platformy edukacyjnej, którą można znaleźć pod adresem [www.edukacja.bezpieczniki.tauron.pl](http://www.edukacja.bezpieczniki.tauron.pl). Rejestracja na platformie jest bezpłatna i dostępna dla szkół podstawowych w całej Polsce. ■

## Poprawa efektywności energetycznej

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) prowadzi drugi nabór ciągły w ramach programu priorytetowego „Sowa – oświetlenie zewnętrzne”, którego budżet wynosi 50 mln zł. Dofinansowanie przeznaczone jest na kompleksową modernizację oraz montaż nowych punktów świetlnych w istniejącej sieci oświetleniowej. Ma ono na celu ograniczenie emisji zanieczyszczeń powietrza i uzyskanie oszczędności energii elektrycznej. Na preferencyjne pożyczki mogą liczyć jednostki samorządu terytorialnego (JST) i ich związki oraz spółki z większością udziałem JST, posiadające tytuł do dysponowania infrastrukturą oświetlenia zewnętrznego, w tym ulicznego, w zakresie realizowanego przedsięwzięcia.

Dofinansowanie może być udzielone w szczególności na: demontaż starych, wyeksploatowanych opraw oświetleniowych i montaż nowych; wymianę przewodów elektrycznych w słupach i wysięgnikach wraz z zabezpieczeniami, a także wysięgników, zapłonników oraz wyeksploatowanych słupów kablowych; modernizację (przebudowę) istniejących punktów zasilania i sterowania oświetleniem; montaż sterowalnych układów redukcji mocy oraz stabilizacji napięcia zasilającego, a ponadto inteligentnego sterowania oświetleniem. Do programu kwalifikuje się również montaż nowych punktów świetlnych w ramach modernizowanych istniejących ciągów oświetleniowych, jeżeli jest to niezbędne do spełnienia obowiązujących przepisów (m.in. normy PN-EN 13201 Oświetlenie dróg).

Zakres modernizacji oświetlenia wskazany we wniosku o dofinansowanie musi wynikać z przeprowadzonego audytu oświetlenia. Przedsięwzięcie może obejmować dodatkowo zakres prac bezpośrednio związanych z realizowaną inwestycją (wymiana lub przesunięcie słupów, prace odtworzeniowe), pod warunkiem opisu i uzasadnienia we wniosku. Dofinansowanie nie może być udzielone na inwestycje, których realizację zakończono przed dniem złożenia wniosku o dofinansowanie.

Wnioski o dofinansowanie w formie pożyczki należy składać od 18 lutego do 19 sierpnia 2019 roku.

W pierwszym naborze w ramach programu „Sowa” (24 maja – 30 października 2018 roku) do NFOŚiGW wpłynęło 14 wniosków na łączną kwotę dofinansowania przekraczającą 56 mln zł. Ocena wniosków dobiega końca. Prowadzone są już negocjacje warunków umów o dofinansowanie.

## Farmy wiatrowe

Jak czytamy na portalu [cire.pl](http://cire.pl), Polskie Sieci Elektroenergetyczne 31 stycznia poinformowały o wydaniu warunków przyłączenia do Krajowej Sieci Przesyłowej (KSP) dla trzech kolejnych projektów morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim

Warunki uzyskały projekty: Baltica 2, realizowany przez PGE Energia Odnawialna (1498 MW); Baltic Power – PKN Orlen (1200 MW) oraz FEW Baltic II – Baltic Trade and Invest (350 MW). Obecnie sumaryczna moc polskich projektów morskich farm wiatrowych z wydanymi warunkami przyłączenia do KSP wynosi ok. 7100 MW.

## Wzrosło zużycie energii

Krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 3,32 proc. w skali roku i wyniosło w styczniu 15 876 GWh – wynika z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE). Produkcja energii elektrycznej ogółem zwiększyła się o 6,28 proc. rok do roku, aby w styczniu osiągnąć 15 693 GWh. W tym miesiącu w zawodowych elektrowniach ciepłych z węgla kamiennego wyprodukowano 7786 GWh energii elektrycznej (wzrost o 12,14 proc. w porównaniu do stycznia 2018 roku) oraz 4192 GWh z węgla brunatnego (więcej o 2,07 proc.), natomiast w elektrowniach wiatrowych – 1472 GWh (spadek o 7,77 proc. rok do roku) – czytamy w raporcie PSE.

Opracowała Małgorzata Władczyk

Z umiarem

# Emergencja

Myślę, więc jestem. Jeden z najstynniejszych cytatów filozoficznych. W takiż to sposób Kartezjusz wysnuł wniosek o istnieniu podmiotu myślącego. Człowieka.

Nie zgłębiając procesu myślenia, warto zwrócić uwagę, że fizycznie polega on na przesyłaniu informacji w postaci sygnału elektrycznego. Elektrycznie pobudliwe komórki nerwowe organizmów żywych kontaktują się wzajemnie ze sobą, tworząc sieci neuronowe. Pod wpływem dostatecznie silnego bodźca dochodzi w nich do zmian w przepuszczalności określonych jonów przez błonę. Powstają różnice potencjału rzędu kilkudziesięciu mV. Ludzki mózg zawiera wiele miliardów neuronów, a każdy z nich wchodzi w jednej chwili w interakcję nawet z 20 tysiącami innych.

Pojedynczy neuron nie jest zdolny do żadnej samodzielnej refleksji. Nawet analizując dokładnie zasady jego funkcjonowania nie zrozumiemy procesu myślenia. Dopiero poprzez wzajemne oddziaływanie prostych elementów powstają zupełnie nowe, jakościowo inne formy i zachowania. Procesy takie nazywamy emergencją od łacińskiego słowa znaczącego wyłanianie się. Opisanie zjawisk niższego poziomu nie wystarcza do wyjaśnienia zjawisk wyższego wymiaru. Dla ich zaistnienia niezbędna jest gęsta sieć wielu komponentów kontaktujących się ze sobą. Cechy całości nie są zlokalizowane w jakiegokolwiek części sieci, ale rozproszone w obrębie całego systemu. Nie da się z niego wymontować mniejszych elementów o tych samych właściwościach. Ich interakcja odbywa się poprzez swoisty i skomplikowany język. Zachowania emergentne są wyjątkowo trudne do przewidzenia. Powstają zupełnie nowe właściwości, których zazwyczaj nie daje się symulować.

W miarę prostym przykładem emergencji jest funkcjonowanie mrowiska. Królowa nie wydaje mrówkom poleceń. Każda z nich reaguje na stymulację w postaci sygnałów chemicznych od larw, innych mrówek, intruzów, pożywienia i gromadzących się odpadów. Sama też zostawia

» » »

Struktura emergentna to wzorzec, który nie powstaje w wyniku jednego zdarzenia ani jednej reguły. Nie istnieje nadrzędna przyczyna powstawania takiego wzorca. To jedynie interakcje pomiędzy jego częściami prowadzą do wytworzenia nowego porządku. Okazuje się to przydatne także w biznesie. Wartość sieci powiększa się proporcjonalnie do kwadratu liczby jej składowych, zaś koszty rosną najwyżej liniowo. Internet może być kapitalnym tego przykładem.

chemiczne ślady wpływające na zachowanie innych. Jest autonomiczną jednostką reagującą jedynie na swoje otoczenie. W przyrodzie podobnie funkcjonują ławice ryb i wielkie stada ssaków. W zjawiskach fizycznych nie jest to już takie proste. Cząstki elementarne nie posiadają barwy. Dopiero po połączeniu ich w obiekty makroskopowe mogą absorbować i emitować określone długości fal elektromagnetycznych, co obserwujemy

jako posiadanie koloru. Dokładnie z tym samym mamy do czynienia w przypadkach: tarcia, lepkości, sprężystości czy też wytrzymałości. Cała mechanika kwantowa okazuje się bezużyteczna do określania praw mechaniki klasycznej. Z pozoru bardziej skomplikowana, jednakże jej zasady są zdecydowanie mniej złożone niż wynikające z nich własności emergentne, będące ich uśrednieniem po wszystkich elementach obiektu makroskopowego. Sama wielka liczba oddziaływań nie wystarcza do wytworzenia emergentnego zachowania. Zazwyczaj zjawiska takie powstają dopiero po osiągnięciu przez system pewnego progu złożoności, powiązań lub organizacji. Struktura emergentna to wzorzec, który nie powstaje w wyniku jednego zdarzenia ani jednej reguły. Nie istnieje nadrzędna przyczyna powstawania takiego wzorca. To jedynie interakcje pomiędzy jego częściami prowadzą do wytworzenia nowego porządku. Okazuje się to przydatne także w biznesie. Wartość sieci powiększa się proporcjonalnie do kwadratu liczby jej składowych, zaś koszty rosną najwyżej liniowo. Internet może być kapitalnym tego przykładem. Także współpraca sieciowa firm pozwala na zachowanie autonomności poszczególnych uczestników, a jednocześnie stwarza szansę efektywniejszego wykorzystania zasobów.

Ludzie dysponują rozbudowanym systemem nerwowym, a jednak upolowanie muchy stanowi dla nich spore wyzwanie. Dopiero skorzystanie z prostych narzędzi zwiększa ich szanse. Mucha reaguje o wiele szybciej na określone zagrożenie. Ma znacznie mniej neuronów, przeto impulsy elektryczne mają o wiele krótszą drogę do przebiecia. Nie zawsze więc bardziej skomplikowana struktura bywa zaletą.

dr inż. Andrzej Nehrebecki



### 2-4 kwietnia 2019 r. WISŁA

XIV Konferencja Oświetlenie dróg i miejsc publicznych – sposoby zarządzania systemami oświetlenia

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Karolina Nowińska  
tel. 61 846-02-15  
nowinska@ptpiree.pl  
oswietlenie.ptpiree.pl

### 7-9 maja 2019 r. TORUŃ

Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa TRANSFORMATOR'19

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Karolina Nowińska  
tel. 61 846-02-15  
nowinska@ptpiree.pl  
transformator.ptpiree.pl

### 22-24 maja 2019 r. BIELSKO-BIAŁA

XXI Spotkanie techniczne Przedstawicieli Transportu OSD i OSP

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Karolina Nowińska  
tel. 61 846-02-15  
nowinska@ptpiree.pl  
transport.ptpiree.pl

### 28-29 maja 2019 r. KOŁOBRZEG

IV Konferencja Naukowo-Techniczna Pomiary i diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Justyna  
Dylińska-Chojnacka  
tel. 61 846-02-32  
dylinska@ptpiree.pl

### 11-12 czerwca 2019 r.

XIII Konferencja Prace Pod Napięciem (PPN) w sieciach nn, SN i WN w Polsce i na Świecie

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Justyna  
Dylińska-Chojnacka  
tel. 61 846-02-31  
nowinska@ptpiree.pl  
linie.ptpiree.pl

### 16-17 października 2019 r. WISŁA

Konferencja Elektroenergetyczne linie napowietrzne i kablowe WN i NN

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Karolina Nowińska  
tel. 61 846-02-15  
nowinska@ptpiree.pl  
linie.ptpiree.pl

### 26-29 listopada 2019 r. WISŁA

XVIII Konferencja Systemy Informatyczne w Energetyce SlwE'19

» Org.: PTPiREE  
Inf.: Karolina Nowińska  
tel. 61 846-02-15  
nowinska@ptpiree.pl  
linie.ptpiree.pl

Więcej informacji w terminarzu na [www.ptpiree.pl](http://www.ptpiree.pl)  
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

20-21 marca 2019 r., Kraków  
**Forum Gospodarki Energetycznej KRAKÓW 2019**  
Org.: Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią / Polish Association for Energy Economics  
Inf.: tel. +48 12 633-02-96,  
e-mail: fge@min-pan.krakow.pl  
www.forum-ge.pl

26 marca 2019 r., Poznań  
**Projekt „Prawo z energią” – V Ogólnopolski Konkurs Prawa Energetycznego**  
Org.: Europejskie Stowarzyszenie Studentów Prawa ELSA Poznań  
Inf.: [www.elsa.org.pl/event/v-ogolnopolski-konkurs-prawa-energetycznego-prawo-z-energia](http://www.elsa.org.pl/event/v-ogolnopolski-konkurs-prawa-energetycznego-prawo-z-energia)

24-25 kwietnia 2019 r., Warszawa  
**29. edycja Konferencji Energetycznej EuroPOWER**  
Org.: MMConferences SA  
Inf.: tel. +48 22 379-29-00,  
e-mail: info@mmcpolska.pl  
www.konferencjaeuropower.pl

7-9 maja 2019 r., Poznań  
**Międzynarodowe Targi Energetyki EXPOPOWER 2019**  
Org.: Międzynarodowe Targi Poznańskie  
Inf.: [www.expopower.pl](http://www.expopower.pl)

9-10 maja 2019 r., Gdańsk  
**Gdańskie Dni Elektryki 2019**  
Org.: Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk  
Inf.: [www.gde.sep.gda.pl](http://www.gde.sep.gda.pl)

13-15 maja 2019 r., Katowice  
**XI Europejski Kongres Gospodarczy**  
Org.: Grupa PTP SA Międzynarodowe Centrum Kongresowe  
Inf.: e-mail: eec@eecpoland.eu  
[www.eecpoland.eu/pl](http://www.eecpoland.eu/pl)

12-14 czerwca 2019 r., Jastrzębia Góra  
**XIX Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'19”**  
Org.: Politechnika Gdańska / Wydział Elektrotechniki i Automatyki / Katedra Elektroenergetyki  
Inf.: tel. +48 58 347 20 98,  
e-mail: ape.weia@pg.edu.pl  
[www.eia.pg.edu.pl/ape](http://www.eia.pg.edu.pl/ape)

17-19 września 2019 r., Bielsko-Biała  
**32. edycja Międzynarodowych Energetycznych Targów Bielskich ENERGETAB 2019**  
Org.: ZIAD Bielsko-Biała SA  
Inf.: tel. +48 33 813-82-31 / 33 813-82-32 / 33 813-82-40  
e-mail: wystawa@ziad.bielsko.pl  
[www.energetab.pl](http://www.energetab.pl)

19-21 listopada 2019 r., Lublin  
**Lubelskie Targi Energetyczne ENERGETICS**  
Org.: Targi Lublin SA  
Inf.: tel. +48 81 458-15-50  
e-mail: k.steplewska@targi.lublin.pl  
[www.energetics.targi.lublin.pl](http://www.energetics.targi.lublin.pl)

XIV KONFERENCJA Wisła, 3-4.04.2019 r.



# OŚWIETLENIE DRÓG I MIEJSC PUBLICZNYCH

SPOSOBY ZARZĄDZANIA SYSTEMAMI OŚWIETLENIA

Organizator:



PTPIREE

Partner:



PGE Dystrybucja S.A.

Sponsorzy:



**Schröder**  
Experts in lightability™

## W programie:

- aspekty prawne i normatywne związane z oświetleniem
- metody redukcji kosztów oświetlenia dróg i miejsc publicznych
- sposoby zarządzania majątkiem oświetleniowym
- systemy zarządzania i sterowania oświetleniem ulicznym
- stacje ładowania pojazdów elektrycznych
- dobre praktyki inwestycyjne i doświadczenia eksploatacyjne
- nowości technologiczne

Szczegółowe informacje: [oswietlenie.ptpiree.pl](http://oswietlenie.ptpiree.pl)

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