

KLIENT



DYSTRYBUCJA



PRZESYŁ

ENERGIA

Elektryczna

ISSN 1897-3833
Biuletyn Branżowy

08/2019

Wydawnictwo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Rynek i regulacje

Technika i technologie

Wydarzenia w branży

Lista zadań
regulatorów energetyki
rośnie

Opłata
kogeneracyjna

Ortofotomapa

Jerzy Topolski

Nowoczesna dystrybucja



Szanowni Państwo,

Z okazji rocznego Dnia Energetyka składam najserdeczniejsze życzenia wszystkim ludziom zawodowo związanym z tą niezwykle ważną dziedziną gospodarki. Dziękuję za wysiłek i determinację, z jaką przystępują Państwo do pełnienia swoich codziennych obowiązków i podejmują kolejne wyzwania.

Pracując dla polskiej energetyki służą Państwo całemu społeczeństwu, gwarantując nam wszystkim stabilne dostawy prądu. Z szacunkiem i uznaniem odnoszę się do odpowiedzialności zawodowej widocznej zarówno w sytuacjach wyjątkowych, wymagających poświęcenia i najwyższych kwalifikacji, jak i w codziennej dbałości o wspólne bezpieczeństwo energetyczne.

Wierzę, że dla dobra kraju osiągniemy postawione sobie cele, ponieważ zabiegają o nie kompetentni, wykształceni i przygotowani do swojej pracy ludzie. To Państwo są największą wartością polskiej energetyki, wciąż dając dowody swojej kreatywności i oddania w wykonywaniu swej profesji.

Życzę satysfakcji z codziennej służby i wiele szczęścia w życiu osobistym. Ufam, że święty Maksymilian Maria Kolbe otoczy opieką Was i Wasze rodziny.

*Szczęść Boże
Krzysztof Tchórzewski
Minister Energii*



Szanowni Państwo

Bieżące wydanie „Energii Elektrycznej” otwiera wywiad pod intrygującym i bardzo pojemnym tytułem „Nowoczesna dystrybucja”. Gdy jednak przyjrzymy się zawartości miesięcznika, bez trudu dojdziemy do wniosku, że właściwie w całości poświęcony jest nowoczesności w naszej branży. Nowoczesności rozumianej jako przyjmowanie postawy aktywnej wobec wyzwań współczesności, zarówno w sferze technologicznej, jak i organizacyjnej czy regulacji prawnych. W każdej z nich sektor dystrybucji jest zaangażowanym graczem, znajdującym się w awangardzie zachodzących zmian.

Ale po kolei... Gościem wspomnianej już Rozmowy miesiąca jest Jerzy Topolski, wiceprezes Tauron Dystrybucji, który dzieli się doświadczeniami operatora związanymi z uczestnictwem w – jak to określa – drugiej rewolucji na rynku energii elektrycznej. Jej wyróżnikiem są prace badawczo-rozwojowe i wdrożeniowe rozwiązań cyfrowych we wszystkich obszarach dystrybucji. Rzeczywistość cyfrowa, automatyzacja i inteligentne pomiary składają się na realny smart grid, który, dzięki realizowanym śmiałym projektom inwestycyjnym, na naszych oczach przechodzi od koncepcji i projektów do fazy wdrożenia. Technologiczna zmiana, ogromna liczba danych, sztuczna inteligencja czy nowatorskie rozwiązania nie są jednak wartością samą w sobie. Centralne miejsce w łańcuchu zmian zajmuje klient – coraz bardziej świadomy swoich potrzeb, oczekujący usługi na najwyższym poziomie, wymagający jakości i niezawodności. I – jak się zdaje – to on właśnie jest i będzie w przyszłości największym beneficjentem zachodzących dzisiaj rewolucyjnych przemian w naszym sektorze.

Nowoczesność to również umiejętność sprostania wymogom regulacyjnym. A te zwiększają się z każdym rokiem wraz ze zmianami prawodawstwa krajowego i unijnego. O stale rosnącej liście zadań regulatorów energetyki piszemy w dziale Rynek i regulacje, odnotowując jednocześnie jakże istotną dla naszego rynku informację o powołaniu Rafała Gawina na stanowisko Prezesa URE.

Wśród zmian legislacyjnych warta odnotowania wydaje się wprowadzona ustawą opłata kogeneracyjna, która zastąpiła system czerwonych certyfikatów. Z kolei istotną nowością z punktu widzenia wszystkich zatrudnionych oraz służb finansowo-księgowych są Pracownicze Plany Kapitałowe, które już niebawem pojawią się w naszym systemie, a w spółkach liczących ponad 250 zatrudnionych wprowadzone zostaną w pierwszej kolejności.

Dział Techniczny przynosi opracowanie dotyczące nowego standardu w energetyce, jakim jest ortofotomapa, dająca wiarygodną i dokładną informację o terenie, na którym posadowiona jest infrastruktura elektroenergetyczna, pozwalając jednocześnie na monitoring jej stanu. Także w tym dziale publikujemy artykuł na temat fundamentalnej roli linii SN w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych.

W pozostałych rubrykach jak zawsze znajdą Państwo wiele informacji z życia branży oraz zaproszenie do udziału w dorocznych targach Energetab w Bielsku Białej.

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-energetyka.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: 27 sierpnia 2019 r.



Spis treści

- 4 INFORMACJE ZE SPÓŁEK
TEMAT MIESIĄCA
- 6 Nowoczesna dystrybucja
RYNEK I REGULACJE
- 9 Lista zadań regulatorów energetyki rośnie
- 11 Opłata kogeneracyjna – ulgi dla odbiorców przemysłowych
- 13 Pracownicze Plany Kapitałowe
- 15 RAPORT
Z DZIAŁAŃ LEGISLACYJNYCH
- 17 PARAGRAF W SIECI
TECHNIKA I TECHNOLOGIE
- 19 Ortofotomapa
- wiarygodna informacja o terenie
nowym standardem w energetyce
- 22 Kluczowa rola linii SN
w ocenie niezawodności
sieci dystrybucyjnych
ELEKTROMOBILNOŚĆ
- 25 Hyundai Kona Electric
ŁĄCZNOŚĆ W ELEKTROENERGETYCE
- 26 TETRA nie tylko w energetyce
WYDARZENIA
- 27 Wydarzenia w branży
- 29 32. edycja targów ENERGETAB
- 30 FELIETON



» Energa Operator

Nowe moce przyłączeniowe dla OZE

Przebudowy GPZ-ów: Bojanowo, Grzmiąca, Kleczew i Nidzica to kolejne inwestycje Energa-Operator, które uzyskały ponad siedemdziesięcioprocentowe dofinansowanie unijne. Celem wszystkich czterech projektów jest zwiększenie potencjału dla przyłączania źródeł energii odnawialnej do sieci (łącznie 38,5 MW), a także zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej dla okolicznych firm i mieszkańców.

Przedsięwzięcia realizowane są na terenie oddziałów spółki w Płocku, Koszalinie, Kaliszu i Olsztynie. W stacjach przede wszystkim wymienione zostaną transformatory z 10 MVA na 25 MVA oraz wybudowane nowe połączenia kablowe od transformatorów 110/15 kV do rozdzielni 15 kV.

Dostosowane również będą instalacje zapobiegające przedostawaniu się substancji niebezpiecznych do środowiska naturalnego, wybudowane na istniejących ciągach kanalizacji deszczowej zostaną separatory koalescencyjne z osadnikami o przepustowości dostosowanej do wielkości obsługiwanych stanowisk transformatorów 110/15 kV.

Wdrożone też zostaną elementy inteligentnej infrastruktury elektroenergetycznej, tj. funkcje: monitoringu obciążenia sieci w czasie rzeczywistym wraz z wizualizacją, bieżącego monitoringu i oceny stanu urządzeń, automatycznej kontroli poziomu napięcia i poziomu mocy biernej na magistrali oraz optymalizacji rozdziału mocy (lokalna lub zdalna). ■

» PGE Dystrybucja

Dofinansowanie na przyłączenie OZE

Zarząd PGE Dystrybucja podpisał umowę na dofinansowanie projektu sieciowego zwiększającego możliwości przyłączania odnawialnych źródeł energii i niezawodność dostaw energii. Chodzi o planowaną w Warmińsko-Mazurskiem budowę kablowo-napowietrznej linii 15 kV od stacji Leśna do linii napowietrznej 15 kV Pisz – Nida. W ramach inwestycji powstanie: pole liniowe 15 kV w stacji SN/nn ST nr 08-399 Leśna oraz linia kablowa 15 kV o łącznej długości 7,9 km od stacji ST nr 08-399 Leśna do projektowanego słupa linii napowietrznej 15 kV Pisz – Nida. Projekt pn. „Modernizacja linii średniego napięcia na terenie gminy Pisz w celu stworzenia warunków do przyłączenia jednostek wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych” otrzyma dofinansowanie w ramach działania 4.1 Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Warmińsko-Mazurskiego i będzie zrealizowany przez białostocki oddział PGE Dystrybucja w latach 2019-2020. ■

» innogy Stoen Operator

Smart grid w ramach POIiŚ

Zdjęcie: innogy Stoen Operator



Na zdjęciu od lewej: Michał Godlewski, dyrektor Departamentu Funduszy Europejskich, Agnieszka Okońska członek zarządu innogy Stoen Operator oraz Robert Stelmaszczyk, prezes innogy Stoen Operator

innogy Stoen Operator podpisał z Ministerstwem Energii umowę na dofinansowanie projektu „Budowa sieci inteligentnej na terenie Warszawy poprzez automatyzację linii średniego napięcia (SN) w wyniku zastosowania wskaźników przepływu prądów zwarciovych oraz transformatorów z automatycznym przełącznikiem zaczepów” w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ).

Obejmuje on montaż 200 wskaźników zwarcia z funkcją komunikacji z systemem dyspozytorskim SYNDIS w stacjach elektroenergetycznych SN/nn. W jego ramach wymienionych zostanie także kilkanaście istniejących transformatorów na nowe jednostki niskowatowe wyposażone w automatyczną regulację napięcia. Dzięki redukcji strat realizacja inwestycji pozwoli

na zmniejszenie rocznego zużycia energii pierwotnej o ponad 129 GJ (równoważność zużycia energii przez 12 gospodarstw domowych rocznie).

Projekt jest jednym z elementów wspierających przystosowanie sieci spółki do zmieniających się warunków jej pracy. Występujące coraz częściej w ostatnich latach ekstremalne zjawiska pogodowe (np. upały) powodują wzrost mocy szczytowych i zmianę profili obciążenia w istniejących sieciach. W tym samym czasie rozwija się energetyka prosumencka i coraz częściej można spotkać się ze zjawiskiem przepływu energii od odbiorcy do sieci, co nie występowało w klasycznych sieciach. W takich warunkach zapewnienie niezawodności pracy sieci i wymaganych parametrów napięcia wymusza stosowanie nowych rozwiązań.

Innowacje, takie jak telemechanika i telemetria, regulacja napięć, algorytmy automatyzujące pracę dyspozytorów i rozszerzające zakres informacji na temat działania systemu pozyskiwanych zdalnie, staną się nieodłącznym elementem przyszłych sieci. Dzięki takim działaniom ewolucja rynku energii w kierunku wspierającym rozwój źródeł rozproszonych będzie bezpieczna i niemal niedostrzegalna przez odbiorców. ■

» PSE

Międzynarodowy certyfikat ciągłości działania

System zarządzania ciągłością działania w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych zapewnia utrzymanie przesyłu energii elektrycznej przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – to wniosek z audytu przeprowadzonego w maju i czerwcu. Spółka otrzymała certyfikat potwierdzający, że spełnia międzynarodowe normy w tym zakresie.

Niezależni eksperci prowadzili obserwacje i wywiady z pracownikami PSE w czterech miastach oraz analizowali dokumenty i procedury obowiązujące w firmie. Na tej podstawie audytorzy potwierdzili, że PSE spełniają wymagania normy PN-EN ISO 22301:2012 dotyczącej systemów zarządzania ciągłością działania. Certyfikat jest ważny do 2021 roku. Po tym czasie konieczne będzie przeprowadzenie kolejnej weryfikacji potwierdzającej gotowość operatora systemu przesyłowego do zachowania ciągłości działania. ■

>> PKP Energetyka

Bez oblodzeń – bez opóźnień

PKP Energetyka rozpoczyna kolejny etap wdrażania systemu „No-Frost”. Spółka przedłużyła wyłączne prawo do korzystania z systemu zapobiegania oblodzeniu sieci trakcyjnej opracowanego wspólnie z naukowcami z Politechniki Warszawskiej. To kontynuacja poprzedniej umowy zawartej w 2017 roku. Podpisana w maju tego roku umowa utrzymaniowa pomiędzy PKP Energetyka a PKP PLK SA obejmuje m.in. rozwój systemów zapobiegających zamarzaniu sieci trakcyjnej.

W związku z tym prace nad systemem „No-Frost” dla kolei mogą wejść w następną fazę, a proces komercjalizacji wynalazku, opartego na polskiej myśli naukowej, jest coraz bliżej. Wykorzystanie innowacyjnego systemu pozwoli na dalsze zredukowanie liczby awarii sieci trakcyjnej, co przełoży się na zmniejszenie opóźnień

pociągów, a w konsekwencji podwyższenie satysfakcji pasażerów.

Inteligentny system zapobiegający oblodzeniu sieci trakcyjnej „No-Frost” jest rozwiązaniem klasy *predictive maintenance*, które przewiduje możliwość wystąpienia awarii i skutecznie jej zapobiega. To precyzyjny monitoring głównych parametrów – wilgotności i temperatury, który pozwala jednoznacznie określić miejsca, gdzie może wystąpić oblodzenie. Następnie system automatycznie uwalnia tam przepływ prądu o niskim natężeniu – tylko na tyle, aby podgrzać sieć do temperatury, która unieвозмоżliwi osadzenie się szronu. Jest to kolejny owoc współpracy spółki z Politechniką Warszawską na polu inicjowania i realizacji programów badawczo-rozwojowych innowacyjnych rozwiązań dla sektora elektroenergetycznego oraz kolejowego w naszym kraju. ■

>> Enea Operator

Gotowa na OZE

Enea Operator przyjęła nowy, transparentny sposób informowania o dostępnych mocach przyłączeniowych dla nowych źródeł odnawialnych powstających w północno-zachodniej Polsce. Od tego roku kwartalna informacja spółki przedstawia nie tylko wartości aktualnie dostępnych mocy, ale również prognozę na pięć kolejnych lat. Tym samym firma pokazuje chęć i gotowość przyłączenia OZE. Wykaz dostępnych mocy ma pokazać inwestorom, gdzie Enea Operator jest gotowa przyłączyć instalację o interesującej ich mocy.

Dostępna moc przyłączeniowa na obszarze spółki wynosi ponad 4 GW. Wartość ta nie uwzględnia mocy źródeł jeszcze nie przyłączonych do sieci, ale posiadających już ważne warunki przyłączenia lub umowę o przyłączenie. Udostępniając szczegółową informację oraz tak znaczną dostępną moc, operator chce aktywnie oddziaływać na inwestorów, aby rozwój OZE na obszarze jego działania był zrównoważony.

Enea Operator ściśle współpracuje z PSE przy rozwijaniu i budowaniu nowych



Zdjęcie: Enea Operator

Dostępna moc przyłączeniowa na obszarze spółki wynosi ponad 4 GW

Punktów Redukcyjnych. Najświeższym przykładem takiego współdziałania jest podpisane w pierwszym kwartale bieżącego roku porozumienie o łącznej wartości inwestycji przekraczającej 100 mln zł. Dzięki niemu w Żaganiu (Lubuskie) powstanie nowa stacja elektroenergetyczna, rozbudowana zostanie również sieć linii elektroenergetycznych w regionie, co wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego województw: lubuskiego, dolnośląskiego i wielkopolskiego oraz możliwości przyłączeniowe OZE. ■

>> PGE Dystrybucja

Wzrost pewności zasilania centrum Łodzi

PGE Dystrybucja oddała do eksploatacji linię kablową 110 kV, która połączyła dwie ważne stacje dystrybucyjne wysokiego napięcia: RPZ-y Śródmieście i Drewnowska. Dzięki temu znacznie poprawi się jakość zasilania ścisłego centrum Łodzi. Linia ma długość 3,5 km i jest poprowadzona – wraz z równoległym traktem światłowodowym – ze stacji Śródmieście (usytuowanej przy Dworcu Fabrycznym) do stacji Drewnowska (przy Manufakturze).

Dzięki tej inwestycji wzrośnie pewność zasilania zarówno dzielnicy Śródmieście, jak i obszaru całego miasta. Połączenie kablowe w znaczący sposób zwiększy bezpieczeństwo energetyczne stolicy województwa i pozwoli m.in. prowadzić prace przy budowie tuneli średnicowych „łódzkiego metra”, zarówno w okolicach Manufaktury, jak i dworca Fabryczna oraz zasilić obiekty Nowego Centrum.

W linii kablowej 110 kV zastosowano przepływ żył powrotnych (*cross bonding*), w które wpleciono światłowody monitorujące pracę linii. Taka konstrukcja umożliwi wykorzystanie właściwości włókien światłowodowych, polegających na zmianie charakterystyki transmisji światła przy zmianie temperatury włókna, do stałego monitorowania temperatury kabla podczas jego pracy. Kontrolowanie tego parametru na całej długości przyczyni się, po zainstalowaniu urządzeń końcowych, do optymalizacji wskaźników pracy, w tym wielkości przesyłanej energii elektrycznej, co bezpośrednio przełoży się na wydłużenie czasu jego eksploatacji.

Jeszcze w tym roku planowane jest oddanie do użytku drugiej linii kablowej 110 kV – ze stacji Śródmieście w kierunku stacji Łąkowa. ■

Informacje ze spółek opracowała
Marzanna Kierzkowska

Nowoczesna dystrybucja

Wywiad z Jerzym Topolskim, wiceprezesem Tauron Dystrybucji.

» Ten rok w energetyce jest zdominowany przez ustawę zamrażającą ceny energii. Dystrybucja natomiast jest postrzegana jako bardzo stabilny obszar, w którym niewiele się dzieje. Nie ma tąpnięć i wiadomo, że prąd płynie sam...

Dystrybucja jest stabilna, bo odpowiedzialnie realizuje swoje zadania i związana jest z infrastrukturą, która daje mocne oparcie technologiczne. Ale dystrybucja jest też w ostatnich latach coraz bardziej innowacyjna i zaawansowana technologicznie.

» Co Pan ma na myśli?

Widać po działaniach całego podsektora dystrybucji energii elektrycznej, że jesteśmy teraz świadkami ogromnej dynamiki przemian w obszarze dystrybucji. To, co teraz się dzieje, to właściwie druga rewolucja na rynku energii elektrycznej. Pierwsza polegała na wprowadzeniu godzinowego rynku energii elektrycznej, gdzie priorytetem było rozdzielenie towaru, jakim jest energia elektryczna, od usługi jej dostarczania. Zaowocowało to rozwojem kanałów obsługowych, ofertowania, zmianami bilingów, powstaniem CRM-ów i szeroko rozumianego marketingu, który był dla energetyki czymś nowym. Druga rewolucja, która dzieje się teraz, to działania w kierunku prowadzenia zaawansowanych prac badawczo-rozwojowych i wdrażania rozwiązań cyfrowych we wszystkich obszarach dystrybucji. Mogę mówić o tym, co dzieje się w Tauron Dystrybucji, myślę jednak, że ten proces jest wspólny dla wszystkich OSD. Cyfryzacja danych o sieciach elektroenergetycznych, automatyzacja i inteligentne pomiary w sieci elektroenergetycznej SN i nn są obszarami,

które prowadzą do powstania rzeczywistego smart grid. Przykładem może być projekt SZMS, MDM, CBP, magazyny energii, automatyka FDIR, automatyka DOL, SCADA nn i wiele innych.

» Powiedział Pan dużo specjalistycznych skrótów, poproszę o ich rozwinięcie.

Spróbuję opowiedzieć o najważniejszych tematach, które realizujemy w Tauron Dystrybucji. I od razu pochwalę się, że jako pierwsi w kraju opracowaliśmy komplet trzech standardów dotyczących nowoczesnych rozwiązań w zakresie stacji transformatorowych prefabrykowanych SN/nn, złącz kablowych SN oraz punktów rozłącznikowych napowietrznych sterowanych do zabudowy w sieci dystrybucyjnej SN. Na stacjach SN/nn realizowana jest zabudowa układów bilansujących w celu pozyskania danych o całkowitym obciążeniu stacji na podstawie odczytu danych sieciowych z układów bilansujących (np. napięć i prądów nn, kątów fazowych między wskazami napięć i prądów nn). Na podstawie tych danych i przygotowanych algorytmów wdrożyliśmy dla około 20 tys. stacji mechanizm przekazywania do systemu SCADA informacji o braku jednej fazy po stronie SN w ich zasilaniu. W połączeniu z informacją o sposobie zasilania umożliwia to szybką lokalizację miejsca zerwania przewodu lub uszkodzenia mostka SN. Dodatkowo dyspozytorzy uzyskali bezpośredni dostęp online do danych sieciowych na każdej stacji, takich jak: napięcie, prąd, moc czynna, moc bierna itd.

Jeśli chodzi o sieci WN, to zainstalowaliśmy w spółce 213 punktów pomiarowych, które wspomagają monitorowanie

zdolności przesyłowych ponad 800 relacji liniowych WN. DOL, bo o nim mówię, to system zarządzania dynamiczną obciążalnością linii WN, który ma zapewnić przede wszystkim optymalną ich eksploatację w ekstremalnych warunkach zewnętrznych. Generalnie chodzi o to, aby w zależności od warunków atmosferycznych w danej chwili mieć możliwość maksymalnego wykorzystania zdolności przesyłowej konkretnej linii. Ta potrzeba wynika zarówno ze zwiększającego się zapotrzebowania na energię ze strony klientów, jak i coraz większej liczby nowych, mniej stabilnych źródeł energii.

Punkty pomiarowe w tym przypadku składają się ze stacji pogodowej, urządzeń zasilających, czyli turbiny wiatrowej i panelu słonecznego, oraz modułu komunikacyjnego, przesyłającego dane do serwera systemu informatycznego. Mierzona jest temperatura otoczenia, prędkość i kierunek wiatru oraz nasłonecznienie. A teraz nie będzie już o pogodzie, tylko o matematyce. Na podstawie zebranych danych specjalistyczne oprogramowanie wylicza maksymalny prąd obciążenia dla każdej linii, a zebrane dane oraz wyliczone parametry są dostępne w systemie informatycznym SCADA i służą dyspozytorom w ich codziennej pracy, polegającej na zarządzaniu ruchem sieci WN. Samo obliczenie, związane z wyznaczaniem dynamicznej obciążalności linii polega na wykonaniu jej bilansu cieplnego na podstawie zgromadzonych cyfrowych danych i jest realizowane automatycznie dla każdego punktu pomiarowego w cyklu 15-minutowym.

Kolejny przykład takich działań to platforma zarządzania danymi z zaawansowanej infrastruktury pomiarowej. Jej celem jest

opracowanie prototypu aplikacji platformy MDM, która ma umożliwić prowadzenie zaawansowanych analiz dużych zbiorów danych z infrastruktury pomiarowej AMI opierając się na modelach matematycznych. Projekt skupia się na analizie danych pochodzących z inteligentnych liczników AMI zainstalowanych u klientów i liczników bilansujących zainstalowanych w stacjach SN/nn. Da on możliwość wyznaczania współczynnika jednoczesności w sieci nn, wskaźników SAIDI/SAIFI, standardowych profili obciążeń, mocy biernej oraz wsparcie procesu identyfikacji nielegalnego poboru energii elektrycznej.

» **Mówimy tylko o urządzeniach, a jest w tym wszystkim gdzieś klient?**

Jest i płaci nam za to, żeby te urządzenia działały i „prąd płynął sam” (śmiej). Ciekawy projekt z klientem w tle realizowany jest u nas w pobliżu Krakowa, gdzie prowadzone są testy bezprzerwowego systemu zasilania odbiorców w sieciach dystrybucyjnych. „Bezprzerwowe zasilanie” – dobrze brzmi, prawda? W praktyce projekt sprawdza możliwość zapewnienia energii o odpowiedniej jakości dla klientów posiadających odbiory wrażliwe na krótkotrwałe przerwy. Jest to system o mocy 50 kW z gwarantowanym czasem zapewnienia zasilania do 3 minut, który powstał przy wykorzystaniu magazynu energii opartego na akumulatorach litowo-tytanowych.

Klient, o którego pani pytała, jest w naszych działaniach najważniejszy. Tylko że dla nas wyznacznikiem poziomu jego obsługi jest właśnie jakość, sprawność i zaawansowanie technologiczne infrastruktury oraz systemów. W Polsce z uwagi na trudności prawne związane z realizacją inwestycji liniowych, w tym i kablowych, ich wysoki koszt, a przede wszystkim długi czas dojścia do zadowalającego stanu sieci dystrybucyjnej, spółki dystrybucyjne podejmują czasem działania niekonwencjonalne i często nowatorskie. Do takich zaliczyć można realizację systemów pracujących w czasie rzeczywistym FDIR (Fault Detection, Isolation and Restoration), których działanie, ogólnie mówiąc, polega na automatycznej rekonfiguracji sieci SN po stanach zakłóceń w celu wyizolowania uszkodzonych jej elementów. Podstawą działania systemów FDIR jest czuła detekcja zwarć w sieci SN, na której podstawie FDIR określa optymalną rekonfigurację sieci SN, minimalizując wyłączenia jedynie do tych jej elementów, w których wystąpiły uszkodzenia. Przygotowywane są teraz



Zdjęcie: Tauron Dystrybucja

Jerzy Topolski wiceprezes Tauron Dystrybucji

prace planistyczne optymalnej lokacji elementów systemu w głębi sieci.

W przypadku tego projektu potrzebowaliśmy wsparcia rynku producentów już na etapie projektowania rozwiązań. I dlatego Tauron Dystrybucja, chyba jako pierwszy w naszym kraju, rozpoczął szeroko zakrojony dialog z producentami stacji transformatorowych SN/nn, złączy kablowych SN i rozłączników sterowanych zdalnie, które w algorytmie działania FDIR stanowią zarówno podstawowe źródło informacji, jak i element wykonawczy.

» **Kolejny, chyba bardzo aktualny temat, to wdrożenie w obszarze dystrybucji sztucznej inteligencji. To ciągle jeszcze śpiew przyszłości?**

Nie, to się już dzieje. Tauron Dystrybucja od co najmniej kilku lat wdraża elementy sztucznej inteligencji. Obecne lub przyszłe obszary dla takich rozwiązań w OSD to m.in. prowadzenie ruchu sieci i obsługi zgłoszeń o awariach, diagnostyka sieciowa wspomagana systemami opierającymi się na wieloparametrycznej analizie wyników pomiarowych (np. dane z diagnostyki transformatorów) czy automatyczne

rozpoznawanie usterek linii napowietrznych wszystkich napięć na podstawie cyfrowego ich obrazowania. To z kolei systemy eksperckie, umożliwiające wsparcie dla użytkowników katalogiem sugerowanych czynności oraz eksplorację danych zgromadzonych w systemach zarządzania majątkiem sieciowym i szybsze dotarcie do niezbędnych informacji, a także CRM-y, automatyzujące i wspomagające procesy na styku klient-organizacja.

» **A są już konkretne, zrealizowane w tym obszarze przedsięwzięcia?**

Bardzo proszę! W tarnowskiej dystrybucji wdrożyliśmy System Wirtualnego Agent (interactive voice response), który wspiera obsługę numeru alarmowego 991 w wielokanałowej rejestracji zgłoszeń o awariach od odbiorców i informuje o wyłączeniach energii elektrycznej.

Od połowy 2018 roku, oprócz tradycyjnych konsultantów, zgłoszenia na linii alarmowej przyjmuje 500 wirtualnych agentów. Pozwala to na jednoczesne przyjmowanie i rejestrowanie kilkuset zgłoszeń telefonicznych. Można z wirtualnym agentem porozmawiać. Może nie tak, jak my



Operatorzy muszą sprostać wyzwaniom związanym z przyłączaniem i opomiarowaniem instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE

teraz, ale agent ma umiejętności, a właściwie zaawansowane oprogramowanie, pozwalające na zarejestrowanie zgłoszenia, zapisanie adresu wystąpienia awarii i opisu zdarzenia. I to nie jest rejestr zamknięty, bo uczenie maszynowe zapewnia tworzenie bazy danych z wiedzą o już występujących przypadkach oraz poszerzanie jej zawartości wraz z kolejnymi weryfikacjami.

Inny ciekawy przykład z obszaru wykorzystywania sztucznej inteligencji to automatyczne rozpoznawanie usterek na podstawie materiałów z oblotów sieci napowietrznej. Same obloty dla sprawdzenia stanu sieci są robione już od wielu lat, teraz natomiast chcemy stworzyć narzędzie informatyczne, będące w stanie wykrywać automatycznie usterek w liniach napowietrznych. Chodzi o automatyczną analizę obrazu zebranego podczas lotów patrolowych z użyciem różnych platform lotniczych. System jest uczone jak rozpoznawać usterek na linii elektroenergetycznej oraz na trasie jej przebiegu w porównaniu z wzorcami. A korzyści są oczywiste. Przede wszystkim chodzi o obniżenie kosztów analizy, zmniejszenie liczby awarii i zwiększenie współczynnika wykrywalności usterek.

Trzeci, realizowany u nas projekt z obszaru A.I. dotyczy opracowania platformy zarządzania danymi z zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (projekt MDM). Platforma umożliwi prowadzenie zaawansowanych analiz dużych zbiorów danych pomiarowych, opierając się na modelach matematycznych i statystycznych. To z kolei przyczyni się do podejmowania bardziej efektywnych decyzji w odniesieniu do utrzymania i rozwoju infrastruktury sieciowej,

wzrostu efektywności operacyjnej i korzyści biznesowych. W ten sposób następuje zastąpienie eksperta ludzkiego przez system przy analizie danych dotyczących punktów pomiarowych w sieci.

» To znaczy, że ludzie są coraz mniej potrzebni?

Ludzie są najważniejsi. I to właśnie ci otwarcie na technologię, innowacyjni i uczący się. Zazdroszczę trochę młodym, którzy teraz zaczynają pracę w energetyce, bo przychodzi do bardzo dynamicznej i perspektywicznej branży. Wszystkie te działania, o których mówiłem, związane z wprowadzaniem nowych rozwiązań i technologii, wymagają nowych kompetencji. Pracownicy energetyki, łączący wiedzę o działaniu systemu elektroenergetycznego, znajomość układów pracy sieci SN z wysokim poziomem świadomości działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz umiejętności z zakresu informatyki i telekomunikacji, mają obecnie najlepsze perspektywy zawodowe. Mogą bezpiecznie planować i budować swój osobisty rozwój, ale też rozwój firm podsektora dystrybucji. Zawsze będziemy potrzebować elektromonterów, ale teraz praca elektromontera też wymaga nowych umiejętności oraz obsługi i wykorzystania bardziej zaawansowanych narzędzi i urządzeń.

Pobudzamy też w Tauronie pracowników do pomysłów innowacyjnych. Nie ma lepszego przykładu niż Mobilne Urządzenie Zasilające, na które uzyskaliśmy dwa patenty. MUZ opracowali inżynierowie z oddziału w Krakowie i obecnie ma już szerokie zastosowanie w pracy na sieci. Rozwiązanie

zastosowane przez Tauron Dystrybucję opiera się na wykorzystaniu agregatu niskiego napięcia, który zabudowany w MUZ transformuje nn na NS, umożliwiając zasilenie większego fragmentu sieci średniego napięcia. W przypadku poważnych awarii SN lub prowadzenia prac modernizacyjnych czy inwestycyjnych MUZ jest w stanie zasilic około tysiąca gospodarstw domowych. Podłączenie urządzenia może odbywać się bez wyłączania linii energetycznej, czyli w technologii prac pod napięciem.

» A co wydarzy się w obszarze dystrybucji w najbliższych latach; co przed nami?

Za najważniejsze uważam sprostanie przez operatorów wyzwaniom związanym z przyłączaniem i opomiarowaniem instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE, w szczególności PV, oraz związanych z rynkiem mocy. Konkretnie chodzi o wsparcie dla powstających klastrów energii czy spółdzielni energetycznych. A temat z tym powiązany to magazyny energii. Myślę, że ich masowe zastosowanie będzie kolejnym zwrotem dla energetyki. Na jednym z naszych GPZ-ów, konkretnie w Cieszanowicach, akurat teraz montowany jest system magazynowania energii z bateriami LTO o mocy znamionowej powyżej 3 MVA i pojemności użytecznej powyżej 700 kWh. Powstaje w pobliżu farmy wiatrowej i dzięki temu ustalamy jak takie rozwiązanie sprawdzi się jako element stabilizacji pracy sieci oraz fragment smart grid czy też wyspowej pracy sieci elektroenergetycznej. Przygotowujemy się więc w ten sposób do kolejnych, dużych zmian w obszarze dystrybucji.

Zresztą cała energetyka się zmienia i rozwija a technologie, które wykorzystujemy obecnie, są zdecydowanie bardziej smart i stawiają na zrównoważony rozwój. Grupa TAURON robi teraz wyraźny zwrot w stronę nowoczesnej, zielonej energii. Oznacza to, że w nowej strategii Grupy, wspólnie z klientami i kontrahentami angażujemy się w technologię i rozwiązania, które są proekologiczne i poprawiają jakość naszego życia. I nie tylko poprzez podniesienie jego komfortu, ale również z szacunkiem do środowiska i jego zasobów. Taka będzie energetyka jutra i taka jest już dziś strategia Grupy TAURON.

» Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiała:
Ewa Groń

Lista zadań regulatorów energetyki rośnie

Zadania regulatorów energetyki w krajach Unii Europejskiej są do siebie zbliżone, co wynika z tego, że ich kompetencje w istotnym stopniu kształtuje prawo unijne. W ostatnich latach domena ta rośnie m.in. z uwagi na rozbudowę wspólnotowych przepisów. Eksperti oceniają, że polski regulator, czyli Prezes URE, to organ o szerokim zakresie kompetencji.

 IRENEUSZ CHOJNACKI

W lipcu 2019 roku premier powołał na pięcioletnią kadencję Rafała Gawina, pracującego w Urzędzie Regulacji Energetyki od wielu lat, na stanowisko Prezesa URE. Zastąpił Macieja Bando, którego kadencja upłynęła. Nowy szef jest szóstym z kolei Prezesem URE, a historia tego urzędu w Polsce datuje się od 1997 roku, czyli od wejścia w życie Prawa energetycznego, które powołało URE. Od tamtego czasu organy regulacji energetyki w krajach UE znacznie ewoluowały.

Obecnie, jak wskazują eksperci, zadania i kompetencje regulatorów energetyki w krajach Wspólnoty są w przeważającej mierze wyznaczone przez przepisy dyrektyw rynkowych, czyli dyrektywy elektrycznej (2009/72) i gazowej (2009/73), implementowanych do krajowych porządków prawnych, oraz rozporządzeń, takich jak np. REMIT czy kodeksy sieciowe, które obowiązują bezpośrednio.

– Oprócz tego regulatorom przypisane są zadania również z innych aktów prawnych, choćby z zakresu odnawialnych źródeł energii czy też efektywności energetycznej. Można więc śmiało powiedzieć, że obszar działania regulatorów jest szczególnie silnie poddany procesom europeizacji – uważa adwokat, dr hab. Mariusz Swora, Kancelaria Adwokacka Mariusz Swora.

– Polski ustawodawca może także wyposażyć regulatora w dodatkowe kompetencje, które nie stoją w sprzeczności z prawem UE, jak np. wymierzanie kar pieniężnych za naruszenia przepisów. Istotną kompetencją Prezesa URE, która nie wynika bezpośrednio z prawa UE dotyczącego rynku energii elektrycznej, jest koncesjonowanie przedsiębiorstw energetycznych – zaznacza dr hab. Filip Elżanowski, Wydział Prawa i Administracji UW, współnik w kancelarii ECh&W.

Polscy regulator energetyki, czyli Prezes URE, jest akurat organem jednoosobowym, ale w państwach członkowskich UE są stosowane różne rozwiązania. Istnieją zarówno organy kolegialne działające pod różnymi nazwami (komisje, kolegialne zarządy), a także właśnie jednoosobowe organy regulacyjne.

– Kolegialne organy regulacyjne energetyki występują w kilkunastu państwach członkowskich UE. Ponadto, nawet w przypadku organów kolegialnych, w ramach ich struktur istnieją przewodniczący

tych komisji, zarządów, których kompetencje są większe aniżeli pozostałych członków organu kolegialnego, co powoduje, że ich charakter jest zbliżony do jednoosobowych organów regulacyjnych. Różne są także sposoby i tryby podejmowania decyzji przez te kolegialne organy – mówi Filip Elżanowski.

Wskazuje on ponadto, że także sposób powoływania zarówno jednoosobowych organów regulacyjnych, jak i członków organów kolegialnych, a także ich kadencje różnią się od siebie oraz że również sposoby finansowania działalności poszczególnych organów regulacyjnych nie są takie same (z budżetu państwa, z opłat, którymi obciążane są podmioty prowadzące działalność na regulowanym rynku). Filip Elżanowski utrzymuje, że te wszystkie czynniki mają wpływ na poziom niezależności i pozycję organu regulacyjnego.

Eksperti wskazują, że klasycznym przykładem kolegialnego organu regulacyjnego jest Commission de Régulation de l'Énergie we Francji, gdzie funkcjonuje komisja składająca się z sześciu komisarzy, na czele której stoi przewodniczący. Filip Elżanowski informuje, że podobna jak we Francji organizacja krajowego organu regulacyjnego funkcjonuje m.in. we Włoszech, Wielkiej Brytanii, Irlandii czy w Luksemburgu.

– Cechą charakterystyczną urzędów regulacyjnych jest to, że są to organy wyspecjalizowane, bo regulacja wymaga zaawansowanej wiedzy technicznej, ekonomicznej i prawnej. Przed naszą radą odwoławczą w ACER np. regularnie występują najbardziej znane kancelarie, przedstawiane są też wysokiej klasy ekspertyzy techniczne i ekonomiczne, do których trzeba się odnosić i to jest norma również w przypadku regulatorów krajowych – ocenia Mariusz Swora.

Obligatoryjne i najważniejsze obowiązki oraz uprawnienia organów regulacyjnych w zakresie energii elektrycznej są wskazane w dyrektywie 2009/72 dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Nie jest ich mało.

– Są to przede wszystkim: zapewnienie dopełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków zgodnie z dyrektywą i z innymi



Organy regulacyjne są podstawowymi ogniwami procesu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w UE

przepisami prawa UE, ustalanie i zatwierdzanie taryf dystrybucyjnych, zapewnianie, aby nie występowało subsydiowanie skrośne [inaczej: krzyżowe – przyp red.] między działalnością w zakresie przesyłu, dystrybucji i dostaw, współpraca w zakresie kwestii transgranicznych z organem lub organami regulacyjnymi państw członkowskich oraz z ACER, monitorowanie i nadzór działalności operatora systemu przesyłowego, monitorowanie poziomu i skuteczności otwarcia rynku energii elektrycznej i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym również na giełdach energii elektrycznej, a także cen dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi, ochrona konsumentów na rynku energii elektrycznej – wymienia Filip Elżanowski.

Mariusz Swora z kolei podkreśla, że organy regulacyjne są podstawowymi ogniwami procesu budowy wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w UE. Wskazuje, że część zadań realizują „stacjonarnie”, część we współpracy z innymi regulatorami, w tym ramach ACER, gdzie funkcjonuje Rada Organów Regulacyjnych, jak również CEER (Council of European Energy Regulators) i w innym zakresie ERRA (Energy Regulators Regional Association).

– *Unijny wymiar współpracy wymaga dziś od regulatorów znaczącego wysiłku organizacyjnego oraz dużego budżetu, który pozwala na efektywne uczestnictwo ekspertów w pracach komitetów i zespołów zadaniowych. Aktywne uczestnictwo w procesach europejskich ze strony regulatorów jest konieczne, bo pozwala kształtować decyzje w sposób uwzględniający interesy państw członkowskich* – mówi Mariusz Swora.

– *To samo dotyczy operatorów systemów przesyłowych zrzeszonych w obu ENTSO, a za chwilę będzie dotyczyło przedstawicieli operatorów systemów dystrybucyjnych. Nie każda opcja integracji jest dla nas równie korzystna, stąd udział i walka na argumenty na polu regulacyjnym co do różnych wizji, której rezultatem jest uzyskanie tego właśnie wspólnego mianownika, są dziś wyjątkowo potrzebne* – dodaje Mariusz Swora.

Zakres głównych kompetencji Prezesa URE, jak twierdzą eksperci, jest zbliżony do innych organów regulacyjnych w krajach UE, ponieważ głównie wynika z prawa UE.

W ocenie Filipa Elżanowskiego Prezes URE na tle innych organów regulacyjnych posiada jednak szerokie kompetencje, bowiem jego właściwość nie kończy się tylko na zadaniach dotyczących regulacji rynku energii elektrycznej i gazu w rozumieniu dyrektyw UE.

– *Prezes URE posiada także rozległe kompetencje w zakresie funkcjonowania systemów wsparcia OZE, kogeneracji, efektywności energetycznej. Prezes URE jest kluczowym organem w zakresie ustawy o rynku mocy, a także rynku paliw ciekłych oraz biokomponentów i biopaliw. Należy także wskazać, że Prezes URE jest również ważnym organem administracji*

publicznej przewidzianym w procedowanej ustawie o rekompensatach dla sektorów i podsektorów energochłonnych, czyli regulacji z zakresu systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Niewątpliwie należy uznać, że Prezes URE należy do organów regulacyjnych o bardzo rozległych kompetencjach, które nie ograniczają się tylko do regulacji rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – uważa Filip Elżanowski.

W dniu oddawania materiału do druku ustawa o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych była już podpisana przez Prezydenta.

Także zdaniem Mariusza Swory Prezes URE to organ o szerokim zakresie zadań, co przekłada się na to, że należy do grupy największych organów europejskich pod względem zatrudnienia. Mariusz Swora zaznacza, że oprócz zadań przypisywanych regulatorom na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, Prezes URE zajmuje się regulacją sektora paliw ciekłych, a na oddziałach terenowych urzędu tradycyjnie spoczywa ciężar regulacji ciepłownictwa, co nie jest normą u innych regulatorów.

Jaka jest przyszłość organów regulacji energetyki w UE? Mariusz Swora mówi, że prawodawstwo UE sukcesywnie zwiększa zakres zadań i kompetencje regulatorów, co można zaobserwować na przykładzie kolejnych pakietów liberalizacyjnych zmieniających dyrektywy elektryczną i gazową. Utrzymuje, że w tym kierunku idą też zmiany wynikające z pakietu „Czysta energia dla Europejczyków”, a w najbliższej przyszłości należy się spodziewać, że to samo będzie dotyczyło zmian w dyrektywie gazowej.

– *Ogólnie rzecz ujmując, na zwiększenie zadań europejskich regulatorów w ostatnich latach najbardziej wpływała rozbudowa regulacji unijnych w zakresie polityki klimatycznej, prawidłowości i przejrzystości funkcjonowania rynków hurtowych oraz pogłębiających się procesów integracji* – wyjaśnia Mariusz Swora.

Zdaniem Filipa Elżanowskiego na pewno można stwierdzić, że kompetencje i liczba zadań regulatorów energetyki w ostatnich latach się zwiększają, co wiąże się z wprowadzeniem nowych regulacji do prawa UE i co znajduje swoje odbicie w nowych kompetencjach regulatorów także w prawie krajowym.

– *Ostatnimi istotnymi regulacjami w prawie UE, które mają znaczenie dla kompetencji regulatorów, był tzw. pakiet zimowy, który wprowadził m.in. nowe dyrektywy dotyczące OZE, efektywności energetycznej i kogeneracji. Ponadto w ostatnich latach zostały uchwalone także rozporządzenia w sprawie wprowadzenia kodeksów sieci czy rozporządzenie ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania. Obszar kompetencji krajowych organów regulacyjnych oraz ACER podlega więc ciągłemu poszerzaniu* – podkreśla Filip Elżanowski.

Zakres kompetencji Prezesa URE, na co organ sam zwraca uwagę w swoich sprawozdaniach, też ulega zwiększeniu. Poprawa sprawności realizacji tych rosnących obowiązków wynikających zarówno ze zmian w prawie energetycznym jak i z innych aktów prawnych, wymaga, jak się wydaje, ekonomicznego wzmocnienia urzędu. W każdym razie tak zdawał się to widzieć Prezes URE poprzedniej kadencji.

– *Z każdym kolejnym rokiem budżetowym mamy do czynienia z istotnym niedoszacowaniem kosztów funkcjonowania URE, przy jednoczesnym wyjątkowym spiętrzeniu w ostatnim czasie nowych zadań nakładanych na Prezesa URE (ustawa z 22 lipca 2016 r. czyli tzw. „pakiet paliwowy”, ustawa ADR, nowelizacja ustawy OZE, wejście w życie nowych rozporządzeń związanych z budową wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu)* – czytamy w sprawozdaniu Prezesa URE za 2018 rok.

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

Opłata kogeneracyjna – ulgi dla odbiorców przemysłowych

Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2019 roku, poz. 42 i 412) wprowadziła nowy system wsparcia dla wytwórców produkujących energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z ciepłem, który zastąpił system czerwonych certyfikatów. Wsparcie dla tej grupy producentów finansowane jest poprzez tzw. opłatę kogeneracyjną, pobieraną na podobnych zasadach jak opłaty OZE na podstawie ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 roku, poz. 42, 60 i 730), czyli przez operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora systemu przesyłowego i w ramach rozliczenia za dystrybucję lub przesył energii elektrycznej.

 **PRZEMYSŁAW KAŁEK**
Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp. k.

Co do zasady, opłata kogeneracyjna naliczana jest odpowiednio do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej i zużytej przez odbiorcę końcowego na własne potrzeby. Analogicznie jak w przypadku opłaty OZE z ulgi w opłacie kogeneracyjnej mogą skorzystać odbiorcy przemysłowi, którzy prowadzą działalność gospodarczą w jednym z wymienionych w ustawie sektorów charakteryzujących się wysoką energochłonnością, takich jak:

- wydobywanie węgla kamiennego lub rud metali nieżelaznych,
- produkcja wyrobów z drewna oraz korka, z wyłączeniem produkcji mebli,
- produkcja papieru i wyrobów z papieru,
- produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych,

- produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych,
- produkcja szkła i wyrobów ze szkła,
- produkcja ceramicznych materiałów budowlanych,
- produkcja metali,
- produkcja elektrod węglowych i grafitowych, styków i pozostałych elektrycznych wyrobów węglowych i grafitowych,
- produkcja żywności.

Zgodnie z art. 62 ust. 2 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji:

„Podstawą do obliczenia opłaty kogeneracyjnej pobieranej od odbiorcy przemysłowego, który został umieszczony w wykazie Prezesa URE, o którym mowa w art. 52 ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego

2015 roku o odnawialnych źródłach energii, i dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, o którym mowa w art. 53 ust. 2 tej ustawy, wyniosła:

1. nie mniej niż 3 proc. i nie więcej niż 20 proc. – jest 80 proc.,
2. więcej niż 20 proc. i nie więcej niż 40 proc. – jest 60 proc.,
3. więcej niż 40 proc. – jest 15 proc. ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek, pobranej z sieci i zużytej przez tego odbiorcę w danym okresie rozliczeniowym.”

Przez współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej rozumie się stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto, obliczany jako średnia

arytmetyczna z trzech ostatnich lat działalności odbiorcy przemysłowego. Sposób kalkulacji tego współczynnika określa rozporządzenie Ministra Energii z 9 grudnia 2016 roku w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego. Współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$E_i = (C/GVA) \times 100\%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_i – współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej,

C – koszty energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby w trzech ostatnich latach poprzedzających rok realizacji obowiązku, a w przypadku gdy działalność gospodarcza jest wykonywana w czasie krótszym niż trzy lata, w okresie wykonywania tej działalności, wyrażone w złotych,

GVA – wartość dodaną brutto w trzech ostatnich latach poprzedzających rok realizacji obowiązku, a w przypadku

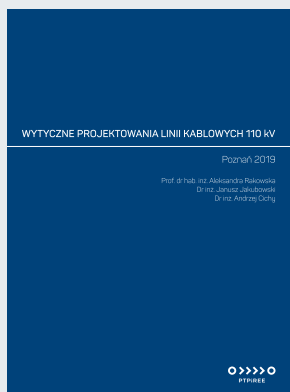
gdy działalność gospodarcza jest wykonywana w czasie krótszym niż trzy lata, w okresie wykonywania tej działalności, wyrażoną w złotych.

Ustawa weszła w życie 25 stycznia 2019 roku, niemniej jednak, ponieważ ulgę w opłacie kogeneracyjnej uznano za instrument pomocy publicznej, korzystanie z niej przez odbiorców przemysłowych uzależniono od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej, uznającej zgodność tej pomocy ze wspólnym rynkiem. 15 kwietnia KE zatwierdziła ten mechanizm wsparcia i od tej daty powinna być od nich pobierana opłata kogeneracyjna w niższej wysokości, odpowiednio do zużycia energii elektrycznej i poziomu przedmiotowego współczynnika intensywności.

Warunkiem formalnym pozwalającym na skorzystanie z ulgi w opłacie kogeneracyjnej jest umieszczenie danego odbiorcy przemysłowego w wykazie utworzonym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na potrzeby ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wykaz odbiorców przemysłowych na 2019 rok ogłosił Prezes Urzędu

Regulacji Energetyki w Biuletynie Informacji Publicznej URE 31 grudnia 2018 roku. Warto wskazać, że w wykazie tym umieszczono odbiorców przemysłowych, którzy złożyli stosowne oświadczenie i informacje do 30 listopada 2018 roku. Wprawdzie oświadczenie to nie zawierało wszystkich informacji, które przewiduje ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, jednak brak jest przepisu, który nakazywałby powtórzenie procedury składania tych oświadczeń albo ich uzupełniania. Nie pozbawia to tej grupy przedsiębiorców prawa do ulgi w opłacie kogeneracyjnej w 2019 roku. Informacja przedstawiana przez odbiorców przemysłowych na potrzeby wykazu tworzonego w celu rozliczenia opłaty OZE przed wejściem w życie tej ustawy jest bowiem w swej zasadniczej części tożsama z informacją wymaganą na potrzeby rozliczenia opłaty kogeneracyjnej. W obu przypadkach informacja dotyczy ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem, stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, a obecnie opłaty OZE i opłaty kogeneracyjnej, wyrażonej w procentach. ■

Nowości wydawnicze



Z uwagi na coraz szersze zainteresowanie spółek dystrybucyjnych liniami kablowymi 110 kV zespół kablowy Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej przygotował opracowanie zawierające zbiór rozwiązań pozwalających zaprojektować linię kablową w sposób zapewniający jej wieloletnią poprawną pracę. „**Wytyczne projektowania linii kablowych 110 kV**” opisują wszystkie elementy linii kablowej

wraz ze sposobem ich doboru, zasady budowy linii kablowych oraz obliczenia elektryczne i cieplne.

Opracowanie zostało podzielone na osiem podstawowych części:

1. Kable i osprzęt kablowy.
2. Linie kablowe, zasady budowy.
3. Łączenie linii kablowej z linią napowietrzną.
4. Obliczenia elektryczne linii.
5. Obliczenia cieplne linii kablowej.
6. System pomiaru temperatury linii kablowej, zastosowania.
7. Obliczanie siły ciągnięcia kabli.
8. Pole magnetyczne wokół słupów kablowych.

Mamy nadzieję, że „Wytyczne projektowania linii kablowych 110 kV” będą pomocne w pracy projektantów i eksploatorów sieci, oraz wszystkich osób pragnących zapoznać się z budową i projektowaniem linii kablowych.

Książka „**Badania Odbiorcze Transformatorów**” przeznaczona jest dla szerokiego grona pracowników eksploatacji zajmujących się transformatorami, przede wszystkim specjalistów reprezentujących: spółki dystrybucyjne, elektrownie i elektrociepłownie oraz zakłady przemysłowe, może być również wykorzystana przez producentów transformatorów jako materiał szkoleniowy.

Materiał zawarty w książce w sposób zwięzły przedstawia problematykę odbiorów fabrycznych transformatorów. Wykonywanie odbiorów fabrycznych ma na celu nie tylko potwierdzenie spełnienia uzgodnionych w kontrakcie warunków, ale przede wszystkim sprawdzenia zgodności wykonania z obowiązującą technologią.

W zaprezentowanym materiale przedstawiono i opisano typowe usterki występujące w procesie produkcji. Określono sposób naprawy i propozycje działań korygujących, których celem jest poprawa jakości i niezawodności produkowanych transformatorów.

Dużą część materiału poświęcono opisowi prób: wyrobu, typu i specjalnych, wykonywanych w trakcie odbiorów transformatorów. Opis prób wykonywanych na transformatorze uzupełniono o wymagania dla układu izolacyjnego dotyczące stopnia wysuszenia i wielkości współczynnika stratności dielektrycznej. Dużo miejsca poświęcono wymaganiom dla oleju transformatorowego, które zostały zmodyfikowane w stosunku do obecnie obowiązujących.



Pracownicze Plany Kapitałowe

Pracownicze Plany Kapitałowe (PPK) stanowią nowy system długoterminowego oszczędzania na emeryturę w ramach trzeciego filaru systemu emerytalnego. Obowiązek prowadzenia PPK nałożono na pracodawców, którzy zatrudniają pracowników i odprowadzają składki na ubezpieczenie emerytalne na podstawie Kodeksu pracy, nakładców, rolnicze spółdzielnie produkcyjne lub spółdzielnie spółek rolniczych, zleceniodawców zatrudniających osoby wykonujące pracę na podstawie umowy agencyjnej, zlecenia lub świadczenia usług oraz podmioty, gdzie działa rada nadzorcza.

 STANISŁAWA TESZNER
Biuro PTPIREE

Pracownicze Plany Kapitałowe wprowadzane są w następujących etapach:

- podmioty zatrudniające co najmniej 250 osób – w terminie trzech miesięcy od 1 lipca 2019 roku;
- podmioty zatrudniające pomiędzy 50 a 249 osób – w terminie trzech miesięcy od 1 stycznia 2020 roku;
- podmioty zatrudniające pomiędzy 20 a 49 osób – w terminie trzech miesięcy od 1 lipca 2020 roku;
- pozostałe podmioty – w terminie trzech miesięcy od 1 stycznia 2021 roku.

Wyjątkiem od konieczności wprowadzenia PPK są:

- mikroprzedsiębiorcy (tj. przedsiębiorcy, którzy w co najmniej jednym z dwóch ostatnich lat obrotowych zatrudniali rocznie średnio mniej niż 10 pracowników oraz osiągnęli roczny obrót netto ze sprzedaży nie przekraczający równowartości w złotych 2 milionów euro lub sumy aktywów jego bilansu sporządzonego na koniec jednego z tych dwóch lat nie przekroczyły równowartości w złotych 2 milionów euro) pod warunkiem, że wszyscy

jego pracownicy złożą pisemną deklarację o rezygnacji;

- podmioty zatrudniające będące osobą fizyczną, które zatrudniają w zakresie nie związanym z prowadzoną działalnością gospodarczą osobę fizyczną, w zakresie niezwiązanym z działalnością gospodarczą tej osoby;
- podmioty, które na dzień rozpoczęcia stosowania ustawy prowadzą Pracowniczy Plan Emerytalny (PPE), naliczają i odprowadzają składki podstawowe do PPE w wysokości co najmniej 3,5 proc. wynagrodzenia, o ile do PPE przystąpiło co najmniej 25 proc. osób zatrudnionych.

Podstawowym obowiązkiem przedsiębiorców wprowadzających PPK jest wybór instytucji finansowej do zawarcia umowy o zarządzanie PPK. Instytucje te będą umieszczone w ewidencji PPK. Procedura wyboru instytucji finansowej uzależniona jest od tego, czy u pracodawcy działają zakładowe organizacje związkowe. Niezbędne jest porozumienie przy wyborze instytucji finansowej z zakładową organizacją związkową.

W przypadku podmiotów, u których działa więcej niż jedna organizacja związkowa, należy przedstawić wspólne stanowisko tych organizacji. W przypadku przedsiębiorców, u których nie działają zakładowe organizacje związkowe, wybór instytucji finansowej dokonywany jest w porozumieniu z reprezentacją osób zatrudnionych po uprzednim przyjęciu regulaminu wyborów.

Zawarcie umowy o zarządzanie PPK

Umowa zawarta zostaje pomiędzy instytucją finansową a podmiotem zatrudniającym pracowników. Zawierana jest w formie elektronicznej pozwalającej na utrwalenie treści trwałym nośnikiem w terminie nie później niż 10 dni roboczych przed dniem, w którym w stosunku do pierwszej osoby zatrudnionej podmiot zatrudniający jest obowiązany zawrzeć umowę o prowadzenie PPK.

Zawarcie umowy o prowadzenie PPK

Pracodawca zawiera umowę w imieniu i na rzecz osób zatrudnionych, które nie ukończyły 55. roku życia. Umowa ta



Oszczędności w PPK będą pochodziły z wpłat pracodawcy, pracownika oraz dopłat Funduszu Pracy

nie zostaje zawarta w imieniu i na rzecz osób młodocianych oraz osób, które w pierwszym dniu zatrudnienia ukończyły 70. rok życia. W przypadku osób między 55. a 70. rokiem życia umowa zawierana jest jedynie na wniosek danej osoby. Wyjątek stanowią osoby będące w tym wieku, które w ostatnich 12 miesiącach były zatrudnione w danym podmiocie przez co najmniej trzy miesiące. W takiej sytuacji podmiot zatrudniający zawiera umowę o prowadzenie PPK na rzecz i w imieniu takiej osoby. Umowa o prowadzenie PPK zawierana jest dopiero po upływie trzech miesięcy od zatrudnienia pracownika u danego pracodawcy. W przypadku niezawarcia w terminie umowy w imieniu pracownika przyjmuje się, że w pierwszym dniu po upływie tego terminu z mocy prawa powstaje stosunek prawny wynikający z umowy o prowadzenie PPK na warunkach wynikających z umowy o zarządzanie PPK.

Stronami umowy o prowadzenie PPK są: podmiot zatrudniający oraz instytucja finansowa. Umowa zawiera listę zatrudnionych, które są uczestnikami PPK.

Wpłaty na PPK

Podstawowe:

- pracodawca – w wysokości 1,5 proc. wynagrodzenia,
- zatrudniony – w wysokości 2 proc. wynagrodzenia (w przypadku wynagrodzenia nie przekraczającego 1,2-krotności minimalnego wynagrodzenia

wpłata wynosi od 0,5 do 2 proc. wynagrodzenia)

Dodatkowe:

- pracodawca – w wysokości 2,5 proc. wynagrodzenia,
- zatrudniony – w wysokości do 2 proc. wynagrodzenia.

Ponadto ze środków Funduszu Pracy zatrudniony otrzyma jednorazowo wpłatę powitalną w wysokości 250 zł oraz raz w roku dopłatę roczną w wysokości 240 zł pod warunkiem wpłacenia przez uczestnika do PPK określonej sumy składek.

Zwolnienie z obowiązku dokonywania wpłat

Przedsiębiorca może korzystać ze zwolnienia z obowiązku dokonywania wpłat w przypadku:

- przestoju ekonomicznego, o którym mowa w ustawie z dnia 11 października 2013 roku o szczególnych rozwiązaniach związanych z ochroną miejsc pracy. Dotyczy to okresu niewykonywania pracy przez pracownika z przyczyn nie dotyczących pracownika pozostającego w gotowości do pracy oraz w okresie obniżonego przez przedsiębiorcę wymiaru czasu pracy pracownika z przyczyn nie dotyczących pracownika. Warunkiem skorzystania przedsiębiorcy ze zwolnienia jest brak zaległości podatkowych oraz ZUS, a także brak przesłanek do ogłoszenia upadłości;
- zaistnienia przesłanek niewypłacalności pracodawcy, o których mowa

w ustawie z dnia 13 lipca 2006 roku o ochronie roszczeń pracowniczych w razie niewypłacalności pracodawcy;

- w okresie przejściowego zaprzestania prowadzenia działalności gospodarczej lub ograniczenia jej prowadzenia na skutek powodzi i braku środków na wypłatę wynagrodzeń dla pracowników, o których mowa w ustawie z dnia 16 września 2011 roku o szczególnych rozwiązaniach związanych z usuwaniem skutków powodzi.

Wypłaty z PPK

Wypłata środków zgromadzonych na PPK następuje jedynie na wniosek uczestnika PPK skierowany do instytucji finansowej. Wypłata następuje po ukończeniu 60. roku życia, z tym że 25 proc. środków wypłacanych zostaje jednorazowo, a 75 proc. w co najmniej 120 miesięcznych ratach. Na wniosek uczestnika liczba rat może być zmniejszona, jednak w takim przypadku wypłaty są opodatkowane zryczałtowanym podatkiem dochodowym PIT.

Dodatkowo istnieje możliwość jednorazowej wypłaty, która może obejmować do 100 proc. zgromadzonych środków z przeznaczeniem na własne cele mieszkaniowe. Obwarowana jest ona jednak obowiązkiem zwrotu całej kwoty.

Wypłata do 25 proc. środków w razie poważnej choroby pracownika, małżonka lub dziecka.

Odpowiedzialność cywilna i karna pracodawców

W przypadku braku terminowego zawarcia umowy o zarządzanie PPK zgodnie z art. 106 ustawy o PPK pracodawca ponosi karę grzywny do wysokości 1,5 proc. funduszu wynagrodzeń w poprzednim roku obrotowym.

Za brak dokonywania wpłat w terminie, brak zgłoszenia wymaganych ustawą danych lub zgłaszanie nieprawdziwych danych, brak prowadzenia dokumentacji związanej z obliczaniem wpłat do PPK zgodnie z art. 107 ustawy o PPK grozi grzywna w wysokości od 1000 do 1 000 000 zł.

W przypadku niedokonywania wymaganych wpłat istnieje możliwość dochodzenia od pracodawcy wartości nominalnej wpłat oraz utraconych korzyści przez osoby zatrudnione.

W przypadku nakłaniania pracowników do rezygnacji z udziału w PPK grozi grzywna do 1,5 proc. funduszu wynagrodzeń w poprzednim roku obrotowym. ■

Działania PTPIREE w obszarze regulacji prawnych w lipcu 2019 roku

L.p.	Obszar działań	Wykaz materiałów źródłowych
1.	Projekt nowelizacji Prawa budowlanego i Prawa energetycznego	<ul style="list-style-type: none"> Projekt ustawy o zmianie ustawy Pb oraz niektórych innych ustaw – 6.06.2019 r. Postulaty PTPIREE modyfikacji zapisów projektu nowelizacji Pb oraz Pe
2.	Projekty aktów wykonawczych do projektu ustawy wprowadzającej system inteligentnego opomiarowania	
3.	Projekt nowego Prawa zamówień publicznych	<ul style="list-style-type: none"> Projekt ustawy Pzp (druk sejmowy nr 3624) Projekt ustawy wprowadzającej Pzp (druk sejmowy nr 3625)
4.	Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii	<ul style="list-style-type: none"> Uchwalona przez Sejm ustawa o OZE
5.	Konsultacje założeń do Umowy Partnerstwa na lata 2021-2027	
6.	Inicjatywa zmiany okresu legalizacji ponownej statycznych liczników energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> Notatka ze spotkania GUM – PTPIREE – ME – MPiT – 11.07.2019 r. Propozycje zmian w prawie w zakresie wydłużenia okresu legalizacji liczników zdalnego odczytu Propozycje zmian w prawie w zakresie wydłużenia okresu legalizacji liczników zdalnego odczytu (zał.)

1. Projekt nowelizacji Prawa budowlanego i Prawa energetycznego

W lipcu kontynuowano prace nad opublikowanym w kwietniu przez Ministra Inwestycji i Rozwoju projektem ustawy o zmianie ustawy Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw.

Wśród propozycji ulepszeń zmodyfikowanej wersji projektu nadal są m.in. poprawki w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 roku poz. 755 z późn. zm.) dotyczące terminów wydawania warunków przyłączenia. Obecne terminy wynikają z Pe – odpowiednio 30 i 150 dni, a według tego projektu miałyby pochodzić z rozporządzenia systemowego – tj. odpowiednio 14, 30, 60 i 90 dni. PTPIREE, dostrzegając oczekiwanie skrócenia i przyspieszenia procesu inwestycyjnego, zaproponowało takie terminy, które będą realne na bazie dotychczasowych doświadczeń i procesu wydawania warunków dla poszczególnych grup przyłączeniowych.

W ostatniej wersji projekt przewiduje ponadto zmniejszenie kary za opóźnienia w wydawaniu warunków przyłączenia z 3 tys. zł do 1,5 tys. zł za każdy dzień

zwłoki oraz niewliczanie do terminów wydawania warunków opóźnień niezależnych od OSD.

2. Projekty aktów wykonawczych do projektu ustawy wprowadzającej system inteligentnego opomiarowania

W lipcu przedstawiciel Ministerstwa Energii koordynujący prace (opisywane w tej rubryce w raporcie odnoszącym się do pierwszych miesięcy bieżącego roku) nad projektem ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (dotyczących wdrożenia AMI) poinformował o rozpoczęciu uzgodnień aktów wykonawczych. Do udziału w pracach nad rozporządzeniami do ustawy wprowadzającej system inteligentnego opomiarowania zaproszono także PTPIREE. Prowadzone będą w gronie osób uczestniczących w grupach roboczych i mają dotyczyć trzech rozporządzeń (pomiarowego, CSIRE, HAN). W korespondencji przekazano również wstępny materiał wyjściowy, tj. projekt rozporządzenia z 2014 roku w sprawie określenia szczegółowych warunków funkcjonowania systemu pomiarowego.

3. Nowe Prawo zamówień publicznych

Na początku lipca Rada Ministrów przyjęła projekty nowego Prawa zamówień publicznych oraz ustawy wprowadzającej Pzp. Obecnie skierowano je do parlamentu – po pierwszych czytaniach trafiły do sejmowej komisji nadzwyczajnej do spraw deregulacji. Zaplanowano trzy jej posiedzenia w tej sprawie: 20, 21 oraz 23 sierpnia.

Informacja o przebiegu procesu sejmowego oraz same pliki z projektami ustaw dostępne są na stronie sejm.gov.pl.

W ramach zespołu PTPIREE analizowano zapisy regulacji. Wspólnie wypracowane stanowisko branży przekazano posłom przed planowanymi posiedzeniem komisji. PTPIREE uczestniczyło w pracach także na etapie rządowych konsultacji publicznych tychże projektów.

4. Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii

Sejm na posiedzeniu 19 lipca uchwalił nowelizację ustawy o OZE zawierającą tzw. pakiet prosumencki. Szerzej o projekcie (w pracach nad zapisami którego na wcześniejszym etapie uczestniczyło



Zdjęcie: Adobe Stock, slawun

Sejm uchwalił nowelizację ustawy o OZE zawierającą tzw. pakiet prosumencki

PTPiREE) była mowa w tej rubryce w raporcie dotyczącym czerwca tego roku.

5. Konsultacje założeń do Umowy Partnerstwa na lata 2021-2027

PTPiREE uczestniczy w zapoczątkowanych przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju konsultacjach założeń do Umowy Partnerstwa na lata 2021-2027 (ZUP).

24 lipca odbyła się konferencja otwierająca konsultacje społeczne ZUP – na stronie internetowej MliR zamieszczono prezentację z niej, a przede wszystkim konsultowany dokument wraz z formularzem zgłaszania uwag.

Według zapowiedzi resortu etap konsultacji społecznych dokumentu ma potrwać do 20 sierpnia. Zapisy są analizowane w ramach PTPiREE.

ZUP to element prac nad Umową Partnerstwa na lata 2021-2027 (UP), którą państwa członkowskie Unii Europejskiej przygotowują, aby wskazać warunki efektywnego i skutecznego korzystania z funduszy od 1 stycznia 2021 roku do 31 grudnia 2027 roku. Polska, podobnie

jak w perspektywie 2014-2020, przygotowuje UP w celu określenia strategii wykorzystania środków polityki spójności i koordynacji obszarów wsparcia. Założenia mają stanowić wytyczną dla wszystkich innych dokumentów (Programów Operacyjnych), co do ogólnego zakresu interwencji.

6. Inicjatywa zmiany okresu legalizacji ponownej statycznych liczników energii

Z inicjatywy PTPiREE kontynuowane są próby zmiany okresu legalizacji ponownej statycznych liczników energii elektrycznej. W lipcu odbyło się czterostronne spotkanie GUM – PTPiREE – ME – MPiT w tej sprawie.

Zasadnicze zagadnienia tam omawiane dotyczyły:

- zmiany okresu zgłoszenia liczników zdalnego odczytu (LZO) po raz pierwszy po ocenie zgodności do legalizacji ponownej, którą należy rozpatrywać w dwóch aspektach: legislacyjnym (w ramach kompetencji ministerstw) i metrologicznym (opracowanie przez

GUM odpowiednich instrumentów nadzoru i kontroli LZO objętych dłuższym okresem legalizacji ponownej oraz przeprowadzenie stosownych badań mających na celu potwierdzenie zachowania przez LZO właściwych charakterystyk metrologicznych w zakładanym okresie);

- ewentualnego wydłużenia okresu legalizacji ponownej, które miałyby dotyczyć tylko LZO nowo instalowanych w sieci w związku z realizacją harmonogramu AMI;
- kwestii wprowadzenia do przepisów prawa postanowień dotyczących wydłużenia okresu legalizacji LZO w kontekście rozpoczynającej się w przyszłym roku realizacji harmonogramu wdrażania AMI;
- dalszych prac, m.in. w ramach Konsultacyjnego Zespołu Metrologicznego w sprawie zmian w systemie nadzoru metrologicznego, na które zostaną zaproszone podmioty działające w branży energii elektrycznej.

Biuro PTPiREE,
Poznań, 30 lipca 2019 roku



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.



Zmiany dotyczące zamrożenia cen energii elektrycznej w 2019 roku

Ustawą z dnia 13 czerwca 2019 roku zmieniającą ustawy: o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, o efektywności energetycznej oraz o biokomponentach i biopaliwach ciekłych dokonano kolejnych istotnych modyfikacji wpływających na poziom cen energii elektrycznej stosowanych wobec jej odbiorców w 2019 roku. Przypomnijmy, że pierwotnie ustawa z dnia 28 grudnia 2018 roku dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej obniżała stawkę podatku akcyzowego z 20 zł/MWh do 5 zł/MWh oraz obniżała opłatę przejściową o około 95 proc. Jednocześnie ustawa ta zamrażała zarówno ceny energii elektrycznej, jak i stawki opłat dystrybucyjnych na poziomie stosowanym wobec odbiorców 31 grudnia 2018 roku – tam, gdzie stosowane w relacjach z odbiorcami były taryfy zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, albo 30 czerwca 2018 roku – kiedy ceny energii elektrycznej nie wynikały z takich taryf.

Następnie w lutym doszło do pierwszej nowelizacji ustawy, która wyłączała spod jej obowiązywania stawki opłat dystrybucyjnych, ograniczając efekt zamrożenia do cen energii elektrycznej. Przez cały ten czas trwały uzgodnienia pomiędzy Ministerstwem Energii a Komisją Europejską związane z wątpliwościami dotyczącymi tego, czy rozwiązanie to i powiązany z nim mechanizm rekompensat, które otrzymałby sprzedawcy energii elektrycznej za utracone przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, są do pogodzenia z unijnymi regułami dozwolonej pomocy publicznej. Ostatecznym wynikiem kompromisu jest ustawa z dnia 13 czerwca wprowadzająca rozróżnienie pomiędzy sytuacją odbiorców w gospodarstwach domowych a pozostałymi odbiorcami końcowymi. Dla tej pierwszej grupy, tj. odbiorców w gospodarstwach

domowych, utrzymano w całym 2019 roku ceny energii na poziomie nie wyższym niż stosowane 31 grudnia 2018 roku (przy rozliczeniach opartych na zatwierdzonych taryfach) albo na poziomie nie wyższym niż stosowane 30 czerwca 2018 roku (przy rozliczeniach opartych na cenach pozataryfowych). Pozostałych odbiorców końcowych podzielono na dwie grupy: grupa 1 – obejmująca mikroprzedsiębiorców i małych przedsiębiorców oraz odbiorców z szeroko rozumianego sektora publicznego pobierających energię elektryczną w punktach poboru energii o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV (do tej grupy nie są jednak zaliczane większe spółki komunalne) oraz grupa 2 – obejmująca pozostałych odbiorców końcowych.

Odbiorcy z grupy 1 korzystają z zamrożonych cen energii w pierwszym półroczu 2019 roku, natomiast w drugim – ceny pozostaną na niższym poziomie, o ile każdy z takich odbiorców złoży odpowiednie oświadczenie u sprzedawcy energii do 27 lipca. Ponieważ pierwotny termin upływał w sobotę, ostatecznie przesunięto go najpierw na poniedziałek, 29 lipca, a następnie w wyniku kolejnej nowelizacji ustawy z dnia 31 lipca – na 13 sierpnia. W stosunku do odbiorców z grupy 2 zamrożenie cen energii elektrycznej obowiązywało jedynie od 1 stycznia do 30 czerwca 2019 roku. Od 1 lipca ceny energii elektrycznej dla nich mogły już zostać podwyższone. Ustawa pozwala odbiorcom z grupy 2 na wystąpienie do zarządcy rozliczeń cen (zarządzającym funduszem rekompensat) z wnioskiem o wypłatę dofinansowania z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej od 1 lipca 2019 roku do 31 grudnia 2019 roku. Dofinansowanie to podlega jednak ograniczeniom związanym z regułami pomocy de minimis. Także sprzedawcy energii korzystają z mechanizmu dofinansowania z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny,

wypłacanego przez zarządcę rozliczeń cen. Wciąż jednak kontrowersje wywołuje sposób kalkulacji dofinansowania, który odwołuje się do średnioważonych cen rynkowych na rynku hurtowym energii elektrycznej, a nie rzeczywistych cen zakupu energii ponoszonych przez sprzedawców.

Nowelizacja Kodeksu postępowania cywilnego

4 lipca Sejm przyjął ustawę o zmianie ustawy Kodeks postępowania cywilnego, wprowadzającą bardzo znaczne zmiany dotyczące także przedsiębiorców. Jednym z głównych elementów jest przywrócenie odrębnego postępowania sądowego dla przedsiębiorców, w którym narzucono większe rygory procesowe, np. powód jest obowiązany powołać wszystkie twierdzenia i dowody w pozwie, a pozwany w odpowiedzi na pozew. W toku postępowania sądowego nie można będzie już występować z nowymi roszczeniami zamiast lub obok zgłoszonych pierwotnie. Sąd rozpatrujący sprawę będzie zobowiązany podejmować czynności tak, aby rozstrzygnięcie (wyrok) zapadło nie później niż sześć miesięcy od dnia złożenia odpowiedzi na pozew. Inne zmiany to wprowadzenie do procesu fazy postępowania przygotowawczego, w trakcie której opracowany będzie tzw. plan rozprawy, zawierający m.in. dokładnie określone żądania stron, kwestie sporne, ustalenia stron w zakresie dowodów koniecznych do przeprowadzenia w sprawie oraz terminy kolejnych posiedzeń, o ile rozpoznanie sprawy na jednym posiedzeniu nie będzie możliwe.

Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne – powierzanie obowiązków operatorów systemów

Ustawa z dnia 4 lipca 2019 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne dotyczy wprowadzenia uzupełnienia i doprecyzowania przepisów w zakresie obowiązków

operatorów systemów gazowych (przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu połączonego gazowego) w części regulującej wyznaczanie operatorów na poszczególnych rodzajach sieci, to zawarte w niej rozwiązania mogą być interesującym punktem wyjścia dla funkcjonowania operatorów systemów elektroenergetycznych.

W ustawie tej wprowadzono też zmiany regulujące uprawnienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przy kształtowaniu relacji pomiędzy właścicielem sieci gazowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego albo operatorem systemu połączonego gazowego. Jest to zatem materia, z którą mają do czynienia operatorzy systemów elektroenergetycznych, którzy przejmują obowiązki operatorskie w stosunku do sieci stanowiącej własność podmiotów trzecich.

Po pierwsze, w ustawie rozstrzygnięto, że w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego, operator ten, w obszarze swojego działania, jest odpowiedzialny także za wydawanie warunków przyłączenia oraz za zawarcie i realizację umowy o przyłączenie do sieci. Po drugie, umowa powierzenia obowiązków operatora systemu gazowego przesyłowego powinna przewidywać wynagrodzenie należne właścicielowi sieci przesyłowej gazowej za korzystanie przez operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego z majątku. Z drugiej jednak strony, i to jest bardzo ważna zmiana, wprost mowa jest o tym, że umowa taka powinna uwzględniać również wynagrodzenie należne operatorowi systemu przesyłowego gazowego albo operatorowi systemu połączonego gazowego za wykonywanie obowiązków operatora na sieci przesyłowej gazowej. Pełnienie obowiązków na cudzej sieci nie jest zatem czynnością nieodpłatną lecz usługą, za którą co do zasady należy się operatorowi od właściciela sieci stosowne wynagrodzenie. Oczywiście, nowelizacja ustawy Prawo energetyczne dotyczy wyłącznie systemów gazowych, a nie elektroenergetycznych. Ze względu jednak na analogiczny zakres obowiązków operatorów w obu sektorach i mechanizmy nadzoru nad sieciami, to co dotyczy systemów gazowych może, a nawet powinno wyznaczać pewien standard dla relacji operatorów



Zdjęcie: Adobe Stock, mimadeco

W nowelizacji ustawy środowiskowej zmodyfikowano pojęcie obszaru, na który oddziaływać będzie przedsięwzięcie

systemów elektroenergetycznych z właścicielami sieci.

Nowelizacja ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku

19 lipca Sejm przyjął ustawę o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska, o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw. Zgodnie z tą nowelizacją dla przedsięwzięć, dla których nie stwierdzono obowiązku przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko, zamiast postanowienia będzie wydana decyzja środowiskowa. Zniesiono obowiązek udziału Państwowej Inspekcji Sanitarnej w procedurze oceny oddziaływania na środowisko, jeśli nie będzie konieczne jej przeprowadzanie. Rozwiązanie takie skróci czas postępowania o wydanie decyzji środowiskowych. Ubiegając się o wydłużenie terminu ważności decyzji środowiskowej, nie trzeba będzie już wykazywać, że przedsięwzięcie jest realizowane etapowo. Wniosek w tej sprawie będzie można złożyć nie wcześniej niż po upływie pięciu lat od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna. Obecnie, co do zasady, decyzja środowiskowa jest ważna sześć lat od dnia jej wydania. Można ją wydłużyć o kolejne cztery, pod rygorem wykazania, że przedsięwzięcie jest realizowane etapowo, a warunki określone w decyzji są wciąż aktualne. Do wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie trzeba będzie już przekazywać wypisów z rejestru gruntów. Dotychczas wymóg ten stanowił dość istotne obciążenie dla inwestorów.

Zmodyfikowano pojęcie obszaru, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie,

a co za tym idzie – przymiot strony postępowania – uzależniając je od podziału geodezyjnego terenu (granice działek ewidencyjnych), który nie powinien mieć wpływu na merytoryczne aspekty oddziaływania inwestycji. Przez obszar oddziaływania inwestycji rozumie się: (1) przewidywany teren, na którym będzie realizowane przedsięwzięcie, oraz (2) obszar znajdujący się w odległości 100 m od granic tego terenu; (3) działki, na których w wyniku realizacji, eksploatacji lub użytkowania przedsięwzięcia zostałyby przekroczone standardy jakości środowiska lub (4) działki znajdujące się w zasięgu znaczącego oddziaływania przedsięwzięcia, które może wprowadzić ograniczenia w zagospodarowaniu nieruchomości, zgodnie z jej aktualnym przeznaczeniem.

Zmiany wprowadzone tą ustawą wejdą w życie po upływie 14 dni od jej opublikowania w Dzienniku Ustaw.

Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii

19 lipca uchwalono długo oczekiwaną nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii. O głównych założeniach tego projektu pisaliśmy niedawno w tej rubryce. Na ostatniej prostej prac legislacyjnych dodano do ustawy niezwykle istotne zmiany regulujące zasady funkcjonowania spółdzielni energetycznych, bardzo preferencyjne dla tego modelu wytwarzania i poboru energii elektrycznej, oraz modyfikacje dotyczące dostosowania umów o przyłączenie zawartych przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Ze względu na zakres tych korekt, ich omówienie będzie przedmiotem osobnego artykułu w „Energii Elektrycznej”.

Ortofotomapa

- wiarygodna informacja o terenie nowym standardem w energetyce

Zapewnienie ciągłego bezpieczeństwa przesyłu energii od dawna jest wspierane precyzyjnymi danymi przestrzennymi w większości przypadków pozyskiwanymi z pokładu śmigłowca. Platforma ta pozwala na monitoring stanu infrastruktury elektroenergetycznej, m.in. dzięki pozyskaniu korytarzowej ortofotomapy.



Jednak sam pas technologiczny sieci WN czy SN to nie wszystko. Co z szerszym kontekstem, otoczeniem czy niskim napięciem? Stąd też coraz częściej dane pozyskane z helikoptera uzupełnia się ortofotomapą powierzchniową dla całych rejonów czy nawet oddziałów spółek dystrybucyjnych. W dalszej części artykułu przedstawiam więcej szczegółów, które mają decydujący wpływ na rosnącą popularność i przydatność ortofotomapy w energetyce.

Popularność i przydatność

Prawdopodobnie najczęściej wykorzystywana ortofotomapa powierzchniowa w branży elektroenergetycznej pochodzi z ogólnodostępnych Google Maps czy różnego rodzaju geoportali. Pomimo wielu zalet informacja z takich źródeł jest najczęściej nieaktualna, a jakość prezentowanych zdjęć w obszarach pozamiejskich niesatysfakcjonująca. Dlatego warto zwrócić uwagę, że najważniejszym elementem wyróżniającym dedykowane ortofotomapy powierzchniowe, opracowane na podstawie jednolitych i aktualnych zdjęć lotniczych, jest ich wysoka jakość.



Ortofotomapa i dane wektorowe wąskiego korytarza linii energetycznej.



Ortofotomapa powierzchniowa obejmuje wszystkie rodzaje sieci, prezentuje ich wzajemne relacje i otoczenie.



Porównanie dwóch nieaktualnych i gorszej rozdzielczości ortofotomap z wyraźną i najnowszą z 2019 roku (po prawej).

Obszar i aktualność

Obloty inspekcyjne linii wykonywane są tylko dla średnich i wysokich napięć. W związku z tym brakuje informacji o bieżącym zagospodarowaniu terenu największej części sieci, czyli niskich napięć. To w tym obszarze następuje najbardziej dynamiczny rozwój sieci drogowej, budownictwa czy infrastruktury. Natomiast ortofotomapa powierzchniowa obejmuje swym zasięgiem wszystkie rodzaje sieci, prezentuje ich wzajemne relacje czy otoczenie. Dodatkowo, aby rzetelnie przeprowadzić analizę, mamy do dyspozycji precyzyjną informację o dacie i godzinie wykonania każdego fragmentu ortofotomapy – co wynika bezpośrednio z dedykowanego i aktualnego nalogu, jaki zamówiono.

Dokładność

Kolejnym elementem charakteryzującym jakość jest dokładność geometryczna

dorównująca klasycznym mapom geodezyjnym. Pozwala ona na wykonywanie precyzyjnych pomiarów do nawet kilkunastu centymetrów, jakże ważnych w sprawach związanych z własnością gruntów, rzeczywistym przebiegiem dróg czy zagospodarowaniem terenu.

Szczegółowość

Szczegółowość to rozdzielczość, czyli inaczej mówiąc to, co możemy zobaczyć i zidentyfikować na ortofotomapie. Obecnie standardem stają się opracowania o rozdzielczości 5 cm (wielkość piksela w terenie) w miejsce dotychczas zamawianych 10 cm. Pozwala to rozróżniać i interpretować najmniejsze elementy zagospodarowania terenu czy nawet oceniać ich stan. Dzięki cyfrowej technologii znacząco poprawiła się też kolorystyka (tzw. radiometria) dostarczanych ortofotomap, gwarantująca poprawne warunki interpretacji w terenach zacienionych czy dla danych

pozyskanych w gorszych warunkach oświetleniowych, np. późną jesienią.

Dostępność

Nie bez znaczenia dla popularności ortofotomap jest ich dostępność, która wynika głównie z obniżenia kosztów pozyskiwania i przetwarzania zdjęć lotniczych oraz coraz większej wydajności stosowanych technologii. Pozyskanie kilku, a nawet kilkunastu tysięcy kilometrów kwadratowych ortofotomapy o rozdzielczości 5 cm zajmuje pojedyncze miesiące i kosztuje kilkakrotnie mniej niż jeszcze 2-3 lata temu. Do tego najnowsze technologie IT umożliwiają szybkie jej udostępnianie w sieci i wykorzystywanie tego typu informacji nawet na urządzeniach mobilnych w terenie (telefony, tablety). Warto zwrócić uwagę, że w przypadku projektów powtarzalnych mamy wartość dodaną, tj. porównywanie zmian w zagospodarowaniu terenu na podstawie dwóch



Widoczne różnice w rozdzielczości zdjęć oraz zmianach zagospodarowania terenu (ostatnie zdjęcie po prawej jest aktualne, stan na 2019 r.).

i więcej ortofotomap wykonanych w odstępie czasu.

Zastosowania

Patrząc na cały proces dystrybucji energii, przydatność ortofotomapy można podzielić na kilka procesów biznesowych, tj. planowanie, projektowanie, realizacja i eksploatacja sieci.

Faza planowania: priorytetem jest identyfikowanie i klasyfikowanie potrzeb inwestycyjnych w przestrzeni i dzięki aktualnej ortofotomapie obejmującej duży obszar widać kierunki rozwoju zabudowy, tendencje w zmianach zagospodarowania terenu. Dodatkowo pozwala ona na szybkie wybranie potencjalnych korytarzy, którymi można będzie prowadzić różne warianty przebiegu nowej sieci, uwzględniając potencjalne przeszkody i utrudnienia.

Faza projektowania: punktem wyjścia dla każdego projektanta jest stan istniejący. Dlatego właśnie aktualna, wysoko rozdzielcza ortofotomapa wraz z innymi danymi przestrzennymi stanowi podstawowe źródło informacji. Dzięki niej możemy przeprowadzić szczegółową inwentaryzację elementów zagospodarowania terenu, pomierzyć ich wzajemne relacje jeszcze przed przygotowaniem map do celów projektowych. Pamiętajmy też o czytelności. Ortofotomapa przedstawia teren taki, jaki jest, a nie w postaci schematów, symboli czy znaków powstałych w wyniku interpretacji terenu przez człowieka. Takie podejście podnosi jakość rozwiązań projektowych, ułatwia koordynację między branżami i konsultacje społeczne. Nie jesteśmy skazani na wiarę tzw. czerwonej pieczęcie, ale mamy obiektywny materiał, pozwalający projektantowi świadomie podejmować decyzje.

Faza realizacji: w tym przypadku ortofotomapa jest cennym źródłem informacji o terenie dla oferentów i wybranego wykonawcy inwestycji. Pozwala wiarygodnie wycenić realizację, lepiej zaplanować pracę, wspiera logistykę i stanowi trwałą dokumentację stanu sprzed rozpoczęcia budowy. Wraz z mapami wektorowymi oraz projektem budowy stanowi cenne źródło informacji, pokazuje szerszy kontekst zagospodarowania terenu w miejscu i wokół realizowanej inwestycji.

Faza eksploatacji: wykorzystywanie ortofotomapy podnosi jakość informacji, w oparciu o którą zarządza się majątkiem. Nałożenie danych branżowych własnych i innych gestorów sieci wraz z mapami geodezyjnymi czy planistycznymi na



Obraz z ortofotomapą dzięki dobrej jakości pozwala wyodrębnić istotne detale

podkładzie ortofotomapy daje pełen obraz sytuacji w terenie. Widoczna na zdjęciach lotniczych jest nawet lokalizacja niewielkich obiektów, np. skrzynek przyłączeniowych.

Dodatkowe dane 3D, tj. skaniny laserowe, umożliwiające w porównaniu do innych metod pozyskanie chmury punktów, penetrację roślinności, pomiar poziomu gruntu czy wektoryzację geometrii konstrukcji wsporczych oraz przewodów, pozyskane z pułapu śmigłowca uzupełniają zasób mapowy. Ich zadaniem jest wsparcie procesu utrzymywania infrastruktury i minimalizowania ryzyka awarii czy wyłączeń. Faza eksploatacji zakłada również proces identyfikacji potrzeb konserwacyjnych czy inwestycyjnych, a ortofotomapa jest jednym z podstawowych źródeł informacji, które pomagają podejmować takie działania. Ponadto materiał ten wspomaga decyzje w sprawach roszczeniowych, ułatwia zaplanowanie dojazdu do urządzeń i obiektów energetycznych, np. w sytuacjach awaryjnych łatwo sprawdzić, czy droga jest utwardzona, wystarczająco szeroka na przejazd dużych samochodów technicznych. Ortofotomapa wraz z analizą chmury

punktów jest podstawowym narzędziem wykorzystywanym do planowania, realizacji i kontroli prac wycinkowych. Ponadto, jako w pełni kartometryczny materiał, umożliwia odczytanie współrzędnych wybranego miejsca, pomiar odległości i powierzchni czy nawet identyfikację wysokości obiektu po długości rzucanego przez niego cienia.

Podsumowanie

Wymienione kompleksowe podejście wielokrotnie już zastosowano podczas wdrożenia systemów klasy GIS w spółkach energetycznych oraz przy nowo projektowanych liniach wysokich i najwyższych napięć. Z ortofotomap powierzchniowych korzystają również spółki dystrybucyjne, dla których dane otrzymane podczas oblotu linii to nie tylko wysokiej rozdzielczości zdjęcia infrastruktury elektroenergetycznej z różnej perspektywy, ale również szereg informacji o infrastrukturze umożliwiających wykonywanie wielorakich analiz przez przeszkolonych specjalistów. Pozwala to na podejmowanie szybszych i trafniejszych decyzji eksploatacyjnych, inwestycyjnych oraz modernizacyjnych. ■

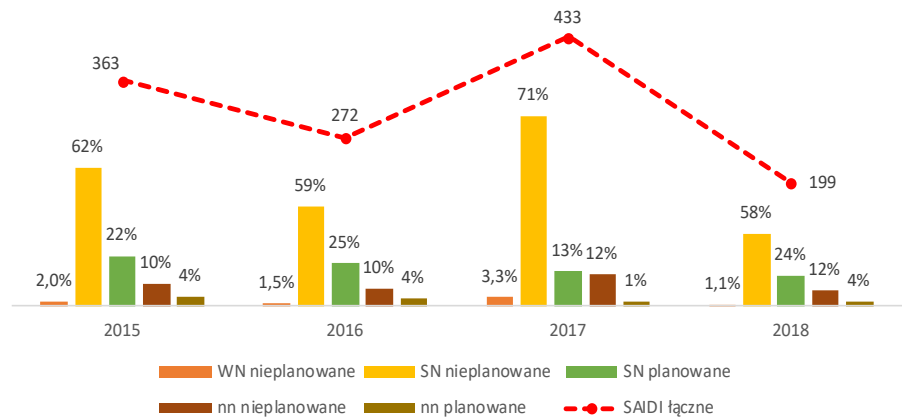
Kluczowa rola linii SN w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnych

Operatorzy sieci dystrybucyjnych zobowiązani są do prowadzenia ruchu sieciowego w sposób efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności i jakości dostarczania energii elektrycznej. Wpływ na stabilność dostaw ma struktura sieci dystrybucyjnej oraz niezawodność poszczególnych jej elementów. Szczególna rola w tym zakresie przypada sieci średniego napięcia.

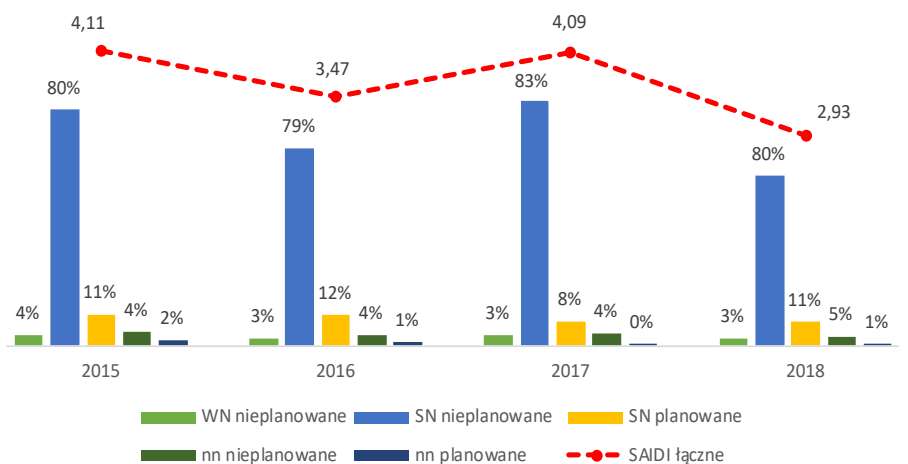
JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI
 Biuro PTPIREE

Na jej wyjątkową rolę w ocenie niezawodności sieci dystrybucyjnej wyraźnie wskazują wyniki analizy wskaźników SAIDI (średni czas trwania przerwy w dostawach energii elektrycznej wyznaczony w minutach na odbiorcę) i SAIFI (średnia liczba przerw w dostawach energii elektrycznej na odbiorcę). Na wykresach pokazano udział we wskaźnikach SAIDI (rysunek 1) i SAIFI (rysunek 2) przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych w sieci WN, SN i nn w podziale na prace planowane i nieplanowane. Wskaźniki wyznaczono dla obszaru pięciu największych OSD (PGE Dystrybucja SA, Tauron Dystrybucja SA, Energa-Operator SA, Enea Operator Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o.).

W analizowanych latach 2015-2018 w przypadku wskaźnika SAIDI przerwy w sieci SN odpowiadają za 82-84 proc. łącznej jego wartości. Należy zaznaczyć, że zdecydowanie większy jest wpływ części nieplanowanych, które odpowiadają za 58-71 proc. wartości SAIDI. Wartości te są największe w przypadku okresów, w których doszło do ekstremalnych zdarzeń pogodowych. Najlepszym przykładem jest 2017 rok. W przypadku SAIFI udział SN jest jeszcze większy – w każdym z analizowanych lat wynosi 90-92 proc. Również decydujący jest udział części nieplanowanych – 79-83 proc. Te dane jednoznacznie potwierdzają, że stwierdzenie, iż za poziom wskaźników SAIDI, SAIFI odpowiada średnie napięcie, jest jak najbardziej uprawnione. Stąd też wśród wymienionych poniżej działań operatorów mających na celu ograniczenie zarówno przerw



Rys. 1. Podział wskaźnika SAIDI (w min./odb.) obliczonego jako suma przerw planowanych i nieplanowanych uwzględniających przerwy katastrofalne dla obszaru pięciu największych OSD w poszczególnych latach okresu 2015-2018 (opracowanie własne na podstawie danych OSD)



Rys. 2. Podział wskaźnika SAIFI (w szt./odb.) obliczonego jako suma przerw planowanych i nieplanowanych uwzględniających przerwy katastrofalne dla obszaru pięciu największych OSD w poszczególnych latach okresu 2015-2018 (opracowanie własne na podstawie danych OSD)

nieplanowych i planowych na pierwszych miejscach można znaleźć prace w zakresie SN:

Przerwy nieplanowane:

- ograniczanie liczby przerw nieplanowych:
 - wymiana linii SN z przewodami gołymi na kablowe lub z przewodami w osłonie,
 - modernizacja najbardziej awaryjnych odcinków sieci,
 - skracanie ciągów SN, poprzez dobudowy stacji WN/SN,
 - zmiana topologii sieci SN: budowa nowych powiązań, domykanie sieci SN (stacji SN/nn zasilanych jednostronnie) do układów pierścieniowych,
 - automatyzacja i monitorowanie sieci SN,
 - odtworzenie sieci na wszystkich poziomach napięć,
 - budowa nowoczesnych kanałów łączności na potrzeby sterowania pracą sieci oraz docelowo analiz parametrów sieci w czasie rzeczywistym,
 - wdrożenie odpowiednich narzędzi IT na potrzeby sterowania pracą sieci (np. SCADA FDI_R, systemy okołoscadowe klasy DMS),
 - standaryzacja zarządzania procesem wycinki w pasach linii napowietrznych,
- ograniczenie czasu trwania przerw nieplanowych:
 - wykorzystywanie systemów typu SCADA, które sygnalizują awarię oraz umożliwiają sterowanie łącznikami objętymi telemechaniką, co w połączeniu z odłącznikami sterowanymi drogą radiową skraca czas lokalizacji i usuwania awarii,
 - odpowiednia liczba zespołów PE wyposażonych w sprzęt i materiały niezbędne do usuwania awarii.

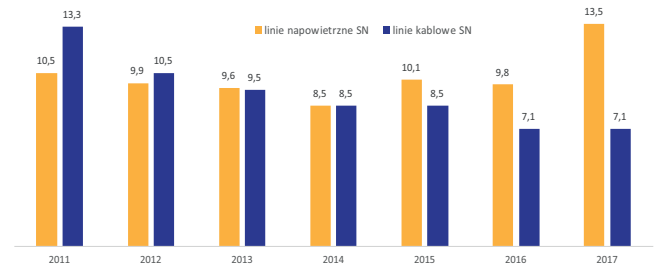
Przerwy planowane:

- ograniczanie liczby przerw planowych:
 - koordynowanie działań wymagających wyłączeń, tzn. jedno wyłączenie powinno być wykorzystywane do przeprowadzenia kilku prac,
- ograniczenie czasu trwania przerw planowych:
 - zwiększenie udziału prac na SN w technologii PPN (bez wyłączania napięcia),
 - wykorzystywanie agregatów prądowórczych i stacji tymczasowych.

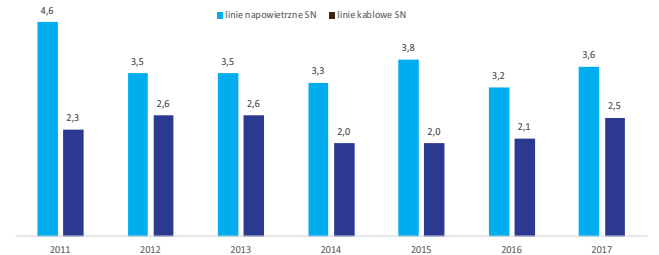
Elementami sieci SN, które wykazują się największą awaryjnością, są linie elektroenergetyczne. Natomiast jednym z najważniejszych parametrów wpływającym na jej niezawodność jest stopień skablowania. Potwierdza to analiza danych [3], która wskazuje, że dla państw europejskich o skablowaniu linii SN powyżej 40 proc. wskaźniki SAIDI zdecydowanie maleją. Dla wskaźnika SAIFI ten próg przesunięty jest na 60 proc.

Stąd wśród wymienionych działań operatorów wymiana linii napowietrznych SN na kablowe jest traktowana od kilku lat priorytetowo. Linie kablowe w porównaniu z napowietrznymi charakteryzuje mniejsza liczba awarii oraz krótszy czas ich usuwania. Dodatkowo zauważa się zmniejszenie wskaźnika uszkodzeń linii kablowych, czego nie można powiedzieć o liniach napowietrznych (rysunki 3 i 4).

Wpływ zjawisk atmosferycznych na sieć elektroenergetyczną jest zdecydowanie niższy dla linii kablowych. Widać to wyraźnie na przykładzie 2017 roku. Kablowanie linii SN w istotny sposób wpływa na poprawę niezawodności sieci, nie eliminuje jednak prawdopodobieństwa wystąpienia uszkodzenia. Doświadczenia OSD wykazują, że znaczna część uszkodzeń kabli elektroenergetycznych związana jest z uszkodzeniami mechanicznymi wywołanymi bardzo często oddziaływaniem osób trzecich. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na awaryjność linii średniego napięcia jest jej wiek. Linie napowietrzne SN są tym elementem sieci



Rys. 3. Wskaźnik uszkodzeń na 100 km linii SN w latach 2011-2017 [2]



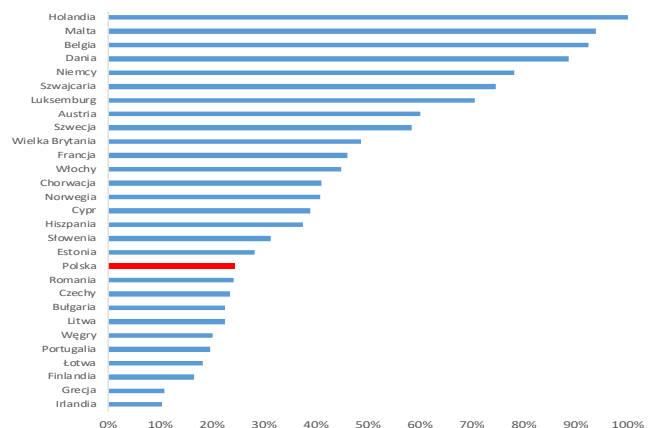
Rys. 4. Średni czas przerwy w dostawie energii w latach 2011-2017 [2]



Rys. 5. Porównanie wieku linii napowietrznych i kablowych SN dla lat 2011 i 2018 (opracowanie własne na podstawie danych OSD)



Rys. 6. Przyrost udziału linii kablowych w liniach SN dla pięciu największych OSD od 2011 roku do 2018 roku (opracowanie własne na podstawie danych OSD)



Rys. 7. Poziom skablowania linii SN w 2015 roku [3]

elektroenergetycznych, które charakteryzuje najbardziej zaawansowany wiek (rysunek 5). Dodatkowo nieinwestowanie w tego typu rozwiązania powoduje naturalne starzenie się tej części sieci.

Przyjęty przez OSD kierunek inwestowania w linie kablowe jest widoczny nie tylko w kilometrach nowych linii SN, ale również w statystyce wiekowej. Przyrost nowych linii kablowych SN (do 10 lat) w 2018 roku w stosunku do 2011 roku o sześć punktów procentowych to na pewno wynik takich działań. Z drugiej strony występuje wyraźny wzrost udziału linii napowietrznych powyżej 40 lat. W porównywalnym okresie lat 2011-2018 udział tych linii zwiększył się o 12 p.p.

Na koniec 2018 roku udział linii kablowych w liniach SN wzrósł do 26,7 proc. i zwiększył się o 0,8 p.p. w stosunku do poprzedniego roku (rysunek 6). Był to drugi rok z rzędu takich wzrostów. Wcześniej roczne przyrosty wynosiły około 0,5 p.p. roku do roku. Mimo tego udział linii kablowych w naszym kraju jest jednym z mniejszych wśród państw europejskich (rysunek 7).

Kwestię wyboru: linia napowietrzna czy kablowa należałoby uzupełnić o informację, że dodatkowym argumentem w kierunku szerszego stosowania linii kablowych SN, oprócz mniejszej awaryjności, stał się wyraźny wzrost kosztów budowy linii napowietrznych spowodowany wymaganiami wprowadzonej w 2016 roku normy PN-EN 50341-2-22:2016-04 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe warunki normatywne (NNA) dla Polski (oparte na EN 50341-1:2012). Większe wymagania w zakresie nośności konstrukcji wsporczych powodują, że słupy SN są mocniejsze, co prawdopodobnie przełoży się na mniejszą awaryjność linii, ale budowa ich samych stała się droższa, przez co mniej konkurencyjna w stosunku do linii kablowych.

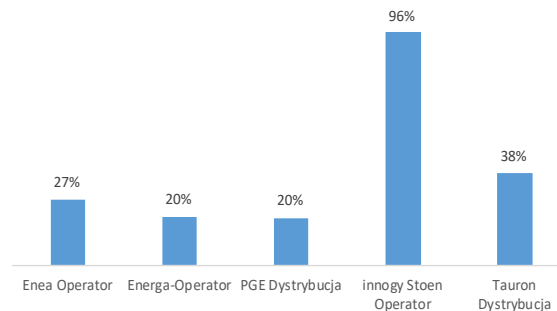
W poszczególnych OSD poziom skablowania linii SN wygląda różnie (tabela). Wyróżnia się innogy Stoen Operator, który jako spółka typowo miejska, w 96,4 proc. linii średniego napięcia ma skablowane. Na kolejnym miejscu jest Tauron Dystrybucja z udziałem 37,8 proc. linii kablowych, następnie Enea Operator – 26,9 proc. Najmniej linii kablowych – poniżej 20 proc. – posiadają Energa-Operator i PGE Dystrybucja. Na rysunku 8 zobrazowano te wartości.

Udział linii kablowych związany jest z obszarem miejskim. W spółkach, gdzie występuje więcej obszarów miejskich, udział linii kablowych staje się proporcjonalnie większy. Analiza danych z ostatnich lat wskazuje, że coraz więcej linii kablowych SN powstaje poza obszarami miejskimi.

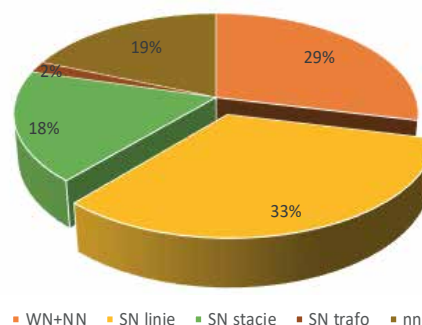
Tabela. Długości linii SN z wyróżnieniem linii kablowych w 2018 roku [1]

OSD	Długość linii SN [km]	Długość linii kablowych SN [km]	Udział linii kablowych w liniach SN [%]
Enea Operator	45 871	12 326	26,9
Energa-Operator	68 793	13 595	19,8
PGE Dystrybucja	112 418	21 953	19,5
innogy Stoen Operator	7 827	7 545	96,4
Tauron Dystrybucja	65 157	24 650	37,8
Razem	300 066	80 069	26,7

Jak wynika z tych danych, elektroenergetyczne linie średniego napięcia to najczęściej linie napowietrzne. Ich przebudowa na kablowe w taki stopniu, aby z obecnych 26,7 proc. osiągnąć chociażby średni poziom skablowania w Europie (około 45 proc.) zajmie kilka,



Rys. 8. Udział linii kablowych w liniach SN dla poszczególnych OSD w 2018 roku [1]



Rys. 9. Udział poszczególnych napięć w nakładach odtworzeniowych, 2018 (opracowanie własne na podstawie danych OSD).

kilkanaście lat. Oczywiście, im krótszy czas, tym większe wyzwanie finansowe i logistyczno-organizacyjne. Należy jednak zaznaczyć, że finansowanie tylko tego typu działania ma swoje ograniczenia wynikające z zatwierdzonej taryfy, jak i konieczności utrzymania całości sieci dystrybucyjnej należącej do OSD. W 2018 roku nakłady inwestycyjne przekroczyły 6,4 mld zł, z czego 3,4 mld zostało przeznaczonych na odtworzenie sieci [1]. Szczegółowa analiza wskazuje, że nakłady na linie SN wyniosły 33 proc. nakładów odtworzeniowych. Natomiast nakłady na sieć WN i NN (fragmenty sieci NN też są częścią majątku OSD), odpowiedzialną średnio za 3 proc. SAIDI i 2 proc. SAIFI, wyniosły 29 proc. całości nakładów odtworzeniowych.

Podsumowanie

Wartości wskaźników SAIDI, SAIFI są dla operatorów sieci dystrybucyjnej podwójnie ważne. Z jednej strony są odbiorcy, dla których jak najmniejszy czas trwania przerw i ich liczba to, poza ceną energii, podstawowe oczekiwanie w stosunku do dostawcy energii. Z drugiej strony jest URE, dla którego SAIDI, SAIFI to główne wskaźniki regulacji jakościowej. Stąd każdy z OSD wprowadził działania, które mają spowodować zmniejszenie wartości wskaźników SAIDI, SAIFI. W artykule potwierdzono, że obszar, który ma decydujące znaczenie dla niezawodności zasilania odbiorców w energię elektryczną ma sieć średniego napięcia, szczególnie linie elektroenergetyczne. Jednym z najważniejszych działań w kierunku poprawy wskaźników niezawodności jest przebudowa linii napowietrznych średniego napięcia na kablowe. Większy niż wynikający z planów rozwoju zakres wymaga jednak dodatkowych źródeł finansowania oraz wprowadzenia odpowiednich uregulowań prawnych, które przyspieszą realizację inwestycji.

Literatura

1. Raport PTPiREE „Energetyka. Dystrybucja i przesył”, 2019 rok.
2. Statystyka elektroenergetyki polskiej, Warszawa, Agencja Rynku Energii, edycja 2012-2018.
3. 6th CEER Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply 2016.

Przegląd samochodów elektrycznych dostępnych na rynku

Hyundai Kona Electric

Firma Hyundai wprowadziła właśnie do sprzedaży w pełni elektryczny samochód Kona Electric. Dostępny jest w dwóch podstawowych wersjach:

- o mocy 136 KM: bateria 39,2 kWh, zasięg 289 km, cena 165 900 zł brutto,
- o mocy 204 KM: bateria 64 kWh, zasięg 449 km, cena od 189 900 zł brutto.

Według informacji producenta model Kona Electric jest pierwszym elektrycznym, subkompaktowym SUV-em na europejskim rynku. Ten przełomowy samochód łączy imponujący zasięg napędu elektrycznego ze śmiałą stylistyką i przestronnością SUV-a.

Podobnie jak w samochodach elektrycznych innych producentów, także Kona Electric w wersji podstawowej jest dużo lepiej wyposażona niż w edycji spalinywej. Dostępne są:

- zaawansowane systemy bezpieczeństwa: inteligentny tempomat z zatrzymywaniem i ruszaniem, asystent zapobiegania zderzeniu czołowemu z wykrywaniem pieszych, ostrzeganie przed zderzeniem bocznym przy cofaniu, utrzymywania pasa ruchu, monitorowania martwego pola i asystent zmiany pasa ruchu,
- statyczne doświetlanie zakrętów,
- asystent świateł drogowych,
- monitorowanie poziomu uwagi kierowcy,
- inteligentne ostrzeganie o ograniczeniu prędkości,
- wysokiej klasy system nagłośnienia KRELL,
- wyświetlacz head-up,
- system audio 7 cali,
- bezpłatna subskrypcja usług LIVE dająca dostęp do aktualnych informacji o stacjach ładowania, miejscach parkingowych oraz salonach i serwisach Hyundai; ponadto pozwala ona w czasie rzeczywistym przeglądać informacje o ruchu drogowym, fotoradarach, użytecznych miejscach (POI) oraz pogodzie,
- Kona Electric wytwarza melodyjny dźwięk jazdy w celu zwiększenia bezpieczeństwa pieszych, osób niewidomych, rowerzystów i zwierząt.

Kona Electric daje wiele możliwości



ładowania. Jej polimerowe akumulatory litowo-jonowe nie są podatne na „efekt pamięci”, mają wyśmienitą sprawność ładowania i rozładowania oraz wysoką moc maksymalną. W przypadku stosowania stacji szybkiego ładowania prądu stałego o mocy 100 kW (DC) polimerowe akumulatory litowo-jonowe Kona Electric po około 54 minutach osiągają 80 proc. stanu naładowania (SOC) w obu dostępnych wersjach układu napędowego. W przypadku stacji 50 kW czas ładowania wynosi odpowiednio 57 minut dla wersji z akumulatorami 39 kWh oraz 75 dla wersji 64 kWh. W przypadku podłączenia

do domowej stacji ładowania AC pełne naładowanie większego zestawu akumulatorów zajmuje 9 godzin 35 minut, a mniejszego 6 godzin 10 minut. Można również podłączyć samochód do zwykłego gniazdka ściennego za pomocą przewodu ICCB – ładowanie potrwa wówczas od 19 do 31 godzin. Kona Electric jest wyposażona w ładowarkę pokładową o mocy 7,2 kW, która zamienia prąd zmienny z gniazda ściennego na prąd stały do ładowania akumulatorów w pojeździe.

Sebastian Brzozowski, Biuro PTPiREE

Dane i zdjęcie: www.hyundai.pl

Wersja	136 KM / 39,2 kWh	204 KM / 64 kWh
Silnik elektryczny	Synchroniczny z magnesami stałymi	
Moc maksymalna (KM)	136	204
Max moment obrotowy (Nm)	395	395
Akumulatory wysokonapięciowe		
Typ	Polimerowe litowo-jonowe	
Pojemność (kWh)	39,2	64
Moc wyjściowa (kW)	104	170
Napięcie (V)	327	356
Osiągi		
Prędkość maksymalna (km/h)	155	167
Przyspieszenie 0-100 km/h (s)	9,7	7,6
Wydajność (kWh/100 km)	15	15,4
Zasięg (km)	289	449
Ładowanie		
Ładowarka DC 400 V	57 min (do 80%)	75 min (do 80%)
Ładowarka AC 400 V	6 h 10 min	9 h 35 min
Ładowarka AC 230 V (na wyposażeniu)	19 h	31 h
Masa		
Minimalna masa własna (kg)	1535	1685
Max masa całkowita (kg)	2020	2170

TETRA nie tylko w energetyce



Zdjęcie: Adobe Stock, iTestro

Łączność w oparciu o TETRĘ rozwija się nie tylko w Polsce, ale również w innych krajach

System łączności TETRA (ang. TErrestrial Trunked RAadio) wykorzystywany jest od lat w polskiej energetyce i wielu innych obszarach funkcjonowania państwa. W naszej branży systemy łączności krytycznej znajdują zastosowanie głównie w sytuacjach, gdy trzeba organizować i koordynować działania przy odbudowie infrastruktury i przywracaniu zasilania. Łączność w oparciu o TETRĘ rozwija się również w innych krajach.

Critical Communications World 2019

W czerwcu w stolicy Malezji Kuala Lumpur odbyła się konferencja „Critical Communications World 2019”. Zgromadziła ona przedstawicieli firm i instytucji wykorzystujących łączność krytyczną.

Minister komunikacji Malezji Tan Chuan Ou podczas ceremonii otwarcia podkreślił wagę rozwoju technologii w komunikacji, co jest istotne dla bezpieczeństwa i dobrobytu jego regionu. – *Przez ostatnie kilka dekad zanotowaliśmy ożywienie w telekomunikacji i technologiach informacji. Obecnie jest to jedna z najbardziej dynamicznie rozwijających się gałęzi gospodarki* – powiedział. Wspomnił również o nadejściu ery „inteligentnej łączności”, zwłaszcza

dzięki rozwojowi technologii 5G, sztucznej inteligencji i Internetu rzeczy.

Konferencja jest największym i najbardziej opiniotwórczym wydarzeniem w sektorze bezpieczeństwa publicznego, gromadzącym co roku tysiące uczestników. Podczas spotkania w Malezji mogli oni skorzystać z wielu wykładów i sesji prowadzonych przez ekspertów najwyższej klasy oraz reprezentantów liderów branży.

Szwecja modernizuje system

Również szwedzka policja modernizuje terminale TETRA. Współpracuje przy tym ze Swedish Radio Supply.

Policja naszego północnego sąsiada wybrała firmę Swedish Radio Supply jako dostawcę urządzeń łączności w systemie TETRA do swoich samochodów. Kontrakt będzie realizowany przez dwa lata z opcją przedłużenia o kolejne dwa. Firma współpracuje z policją od 2006 roku, dostarczając terminale, oprzyrządowanie i serwis.

– *Jesteśmy dumni z faktu bycia dostawcą dla największego użytkownika tego systemu w Szwecji. Dla nas to ważne, że nasza praca jest doceniana i profesjonalnie oceniana* – twierdzi Jonas Hoke ze Swedish Radio Supply.

Policja wybrała urządzenia Sepura. Obecnie wykorzystywane są one przez wszystkie formacje, w tym m.in. jednostki lotnicze, graniczne, morskie i górskie.

Hytera Peru rozbuduje policyjną sieć łączności

Hytera Peru wygrała przetarg zorganizowany przez peruwiańską policję i przez trzy lata będzie rozbudowywać i modernizować sieć radiową TETRA w sześciu regionach kraju, w tym w stolicy.

Umowa gwarantuje utrzymanie i serwisowanie sieci oraz pomoc przez 24 godziny na dobę przez trzy lata, jak również modernizację oprogramowania, poprawę bezpieczeństwa i rozwój sieci. Planowana jest też instalacja aplikacji testujących system. Teraz sieć obsługuje 20 tys. radiotelefonów.

– *Cieszymy się, że peruwiańska policja obdarzyła zaufaniem naszą technologię, produkty i inżynierów. Jesteśmy dumni z wieloletniej współpracy z władzami w zakresie bezpieczeństwa i komunikacji krytycznej. Używając naszej technologii, policja zapewnia bezpieczeństwo 15 milionom obywateli* – mówił Luis Perez, prezes Hytera Group Peru.

Wydarzenia w branży

Zdjęcie: Ministerstwo Energii



Rafał Gawin odbiera nominację na stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z rąk ministra energii Krzysztofa Tchórzewskiego

Powołano nowego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

24 lipca Mateusz Morawiecki powołał Rafała Gawina na pięcioletnią kadencję na stanowisku Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Nominację w imieniu premiera wręczył minister energii Krzysztof Tchórzewski, dziękując jednocześnie poprzednikowi za współpracę.

Powołanie nowego Prezesa URE poprzedziła procedura konkursowa. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest centralnym organem administracji rządowej powołanym na mocy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Nowy Prezes URE jest doktorem nauk technicznych ze specjalnością elektroenergetyka i gospodarka energetyczna. Swoją karierę od początku związał z energetyką. W URE pracuje od 2004 roku, ostatnio – od 2014 roku – jako zastępca dyrektora Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentkich. Urzędnik służby cywilnej (od 2007 r.).

Ma doświadczenie w sprawowaniu nadzoru nad spółkami energetycznymi, ze szczególnym uwzględnieniem nadzoru w zakresie sprawozdawczości finansowej i audytu oraz inwestycji i rozwoju. Posiada szerokie doświadczenie we współpracy międzynarodowej – był m.in. członkiem grup roboczych Europejskiej Grupy Regulatorów Energii i Gazu (ERGEG) oraz Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), członkiem Komitetu ds. Transgranicznej Wymiany Energii Elektrycznej (Komisja Europejska) oraz ekspertem KE w programach TAIEX (szkolenia dla krajów ościennych UE i kandydujących do Wspólnoty), a także ekspertem Florenckiej Szkoły Regulacji (Florence School of Regulation) oraz projektów bliźniaczych (Twinning Projects). Wielokrotnie reprezentował URE na forum międzynarodowym.

W 2013 roku Rafał Gawin był ekspertem narodowym w ACER

w Lublianie, gdzie jako członek zespołu ds. monitorowania rynków brał udział m.in. w pracach nad raportem agencji dotyczącym oceny krajowych rynków energii, w pracach w obszarze Inicjatyw Regionalnych oraz nad zagadnieniami związanymi z nieplanowymi przepływami energii. Był także odpowiedzialny za współpracę z krajowymi organami regulacji energetyki.

Rafał Gawin jest również wykładowcą. Jako ekspert prawa energetycznego ma na swoim koncie wiele publikacji i opracowań dotyczących funkcjonowania rynków energii elektrycznej, w tym zasad dostępu do sieci, mechanizmów bilansowania systemu oraz regionalnych rynków energii elektrycznej; jest współautorem komentarza do ustawy Prawo energetyczne.

RadioEXPO 2019

2 i 3 października odbędzie się kolejna edycja RadioEXPO. Jest to wydarzenie kierowane do branży profesjonalnej łączności radiowej. Zakres tematyczny obejmuje m.in. systemy radiowe standardu TETRA, DMR, dPMR, LTE dla bezpieczeństwa publicznego, dyspozytorskie, wspomaganie dowodzenia oraz radiokomunikacyjny sprzęt pomiarowy. Głównym celem imprezy jest promowanie i wspieranie rozwoju profesjonalnych systemów łączności radiowej w naszym kraju.

W programie przewidzianych jest wiele prezentacji przedstawicieli resortów bezpieczeństwa publicznego, jak również czołowych dostawców profesjonalnych rozwiązań radiowych. Konferencji będzie towarzyszyła wystawa najnowszych produktów, systemów i kompleksowych rozwiązań łączności radiowej.

Organizatorzy zapraszają do bezpłatnego udziału w RadioEXPO specjalistów odpowiedzialnych za utrzymanie systemów łączności radiowej w administracji, służbach bezpieczeństwa publicznego i energetyce.

Wśród gości będą przedstawiciele władz szczebla centralnego (MSWiA, UKE, MC) oraz lokalnego. Organizatorzy zapraszają koordynatorów zespołów ratownictwa medycznego, WOPR, TOPR i GOPR. Mile widziani są również reprezentanci kadry zarządzającej, dyrektorzy IT/Telco firm z branży energetycznej, transportowej, logistycznej, a także publicznych i prywatnych przedsiębiorstw wykorzystujących lub planujących używać profesjonalne systemy łączności radiowej w codziennej pracy.

Wśród honorowych patronów imprezy są: Ministerstwo Cyfryzacji, Urząd Komunikacji Elektronicznej, Instytut Łączności, PTPIREE oraz Międzynarodowe Stowarzyszenie TETRA.

Wszelkie informacje oraz rejestracja na stronie www.radioexpo.pl.





Głównym celem programu Mój Prąd jest zwiększenie produkcji energii z mikroźródeł fotowoltaicznych

Zarząd i zgromadzenie E.DSO

19 września w Warszawie na zaproszenie PGE Dystrybucja odbędzie się zgromadzenie i posiedzenie zarządu E.DSO (European Distribution System Operators).

E.DSO zrzesza 44 przodujących europejskich operatorów systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej w 25 krajach, umożliwiając współpracę przy wprowadzaniu, promowaniu i testowaniu na dużą skalę technologii związanych z inteligentnymi sieciami. E.DSO i jej członkowie są zaangażowani w podejmowanie wyzwań związanych z realizacją unii energetycznej opartej na ambitnych celach Unii Europejskiej w zakresie energii, klimatu, bezpieczeństwa dostaw realizowanych na rzecz zrównoważonego systemu energetycznego. Obejmuje to zapewnienie niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla konsumentów, przy jednoczesnym umożliwieniu im bardziej aktywnego udziału w systemie energetycznym.

Nowy wiceminister energii

Prezes Rady Ministrów Mateusz Morawiecki 6 sierpnia powołał posła Krzysztofa Kubów na stanowisko sekretarza stanu w Ministerstwie Energii. Wiceminister będzie nadzorował Departament Energii Odnawialnej i Rozproszonej oraz Departament Funduszy Europejskich.

Program Mój Prąd

Ministerstwo Energii we współpracy z resortem środowiska przygotowało i 23 lipca ogłosiło program dofinansowania instalacji fotowoltaicznych w Polsce – Mój Prąd. Głównym jego celem jest zwiększenie produkcji energii z mikroźródeł fotowoltaicznych. Dofinansowanie ma objąć do 50 proc. kosztów instalacji i wynieść maksymalnie 5 tys. zł. Wsparciem mogą być objęte instalacje o 2-10 kW mocy zainstalowanej. Program skierowany jest do gospodarstw domowych, a jego budżet wynosi miliard złotych. Początek przyjmowania wniosków planowany jest na przełom sierpnia i września. Nabór będzie prowadził Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Ze szczegółami można się zapoznać na stronie Ministerstwa Energii.

Nowy prom elektryczny na Bałtyku

Jak czytamy na portalu cire.pl, w Danii rozpoczęto eksploatację w pełni elektrycznego promu Ellen, który wyposażono w najmniejszy jak dotąd zestaw akumulatorów zainstalowany w jednostkach pływających. Nowy prom ma prawie 60 m długości, około 13 m szerokości i płynie z prędkością od 13 do 15,5 węzła. Na jego pokładzie zmieści się latem 198 pasażerów, natomiast zimą 147. Ellen może również przewozić 31 samochodów osobowych lub pięć ciężarówek zaparkowanych w otwartej części pokładu. W pełni elektryczny układ napędowy promu składa się z dwóch silników o mocy 750 kW oraz dwóch silników sterujących o mocy 250 kW wykorzystujących technologię synchronicznego silnika reluktancyjnego dowzbudzanego magnesami trwałymi oraz sterowanych przy pomocy falowników DC/AC. Ellen wyposażony jest w zestaw akumulatorów o pojemności 4,3 MWh. To także pierwszy prom elektryczny, który nie ma awaryjnego generatora mocy. Dzięki temu, pokonując 22 mile morskie pomiędzy duńskimi wyspami Årø oraz Fynshav, jednostka ta może przepłynąć siedem razy dłuższy dystans niż jakikolwiek inny prom elektryczny.

Autobusy Solaris w Wenecji

Solaris Bus & Coach pozyskała kolejne zamówienie od włoskiego przewoźnika na bezemisyjne autobusy Solaris Urbino 12 electric. Umowa podpisana przez przedstawicieli firmy Solaris z przewoźnikiem z Wenecji obejmuje dostawę 30 autobusów elektrycznych Solaris Urbino 12 electric, które użytkowane będą na dwóch wyspach – Lido oraz Pellestrina, na których zastąpią w całości dotychczasowy tabor autobusowy oparty na pojazdach z tradycyjnym napędem diesla. Do Wenecji, oprócz samych pojazdów, dostarczona zostanie infrastruktura niezbędna do uzupełniania energii w postaci dziewięciu szybkich ładowarek pantografowych, sześciu stacjonarnych ładowarek służących do ładowania metodą plug-in oraz jedna mobilna ładowarka plug-in. Wszystkie pojazdy wraz z infrastrukturą mają być dostarczone przed końcem 2020 roku. Łączna wartość kontraktu przekracza 20 mln euro.

Opracowała:
Małgorzata Władczyk

32. edycja targów ENERGETAB

Największe w Polsce targi nowoczesnych urządzeń, aparatury i technologii dla przemysłu energetycznego rozpoczną się 17 września. Na prawie czterech hektarach urokliwie położonych u stóp Dębowca i Szyndzielni, zarówno w nowoczesnej hali wielofunkcyjnej, jak i w pawilonach namiotowych czy terenach otwartych, wystawcy mają możliwość ekspozycji wielkogabarytowych eksponatów, a zwiedzający – zapoznania się z prezentowanymi nowymi technologiami, np. prac pod napięciem na liniach napowietrznych niskiego i średniego napięcia. Przez trzy dni w Bielsku-Białej będą spotykać się czołowi przedstawiciele sektora elektroenergetycznego i poznawać najnowsze rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne, a także dyskutować o rozwoju tej strategicznej branży.

Wśród eksponatów nie zabraknie urządzeń rozdzielczych wysokich i niskich napięć, transformatorów, generatorów, silników, agregatów prądotwórczych, UPS-ów, odnawialnych źródeł energii, układów automatyki, sterowania, pomiarów, diagnostyki, kabli, przewodów, słupów, opraw oświetleniowych, podnośników, specjalistycznych pojazdów dla energetyki, osprzętu sieciowego i instalacyjnego, energooszczędnych źródeł światła, maszyn i narzędzi dla budownictwa

energetycznego, a ponadto rozwiązań informatycznych i ofert usług dla branży energetycznej oraz wiele jeszcze innych innowacyjnych rozwiązań.

Wśród prawie 700 wystawców z 24 krajów Europy, Azji i USA spotkamy zarówno dobrze znane międzynarodowe korporacje dostarczające pełny wachlarz produktów na globalne rynki, jak też większość znaczących krajowych dostawców najbardziej zaawansowanych technologicznie maszyn, urządzeń i aparatów, służących niezawodnemu i efektywnemu wytwarzaniu oraz dostarczaniu energii elektrycznej.

Najbardziej innowacyjne z nich zostaną zapewne zgłoszone przez wystawców do konkursu na szczególnie wyróżniający się produkt, w którym – wśród kilkunastu prestiżowych wyróżnień – można wymienić: Puchar Ministra Energii, Puchar PTPIREE, Medal Prezesa SEP, medale i statuetki partnerów targów czy też Złoty Lew im. Kazimierza Szpotańskiego.

Jak co roku targom towarzyszyć będą konferencje organizowane przez izby i stowarzyszenia patronujące temu wydarzeniu, warsztaty PTPIREE czy seminaria promocyjne wystawców.

Szczególne zainteresowanie wzbudzi zapewne konferencja na temat jakości dostaw wyrobów i robót dla inwestycji

sieciowych, której organizatorem jest ZIAD Bielsko-Biała wraz z partnerami targów (m.in. PSE, Tauron Dystrybucja, SEP). Natomiast Bielsko-Bialski Oddział Stowarzyszenia Elektryków Polskich z okazji obchodzonego w tym roku 100-lecia SEP zaprasza na okolicznościową konferencję, na której – oprócz referatu historycznego – będą też bardzo aktualne prezentacje związane z nadchodzącymi przeobrażeniami w energetyce.

Ważną informacją dla eksponentów jest zapewne uznanie przez Prezesa Urzędu Patentowego ENERGETAB 2019 za wystawę publiczną, dającą pierwszeństwo do uzyskania prawa ochronnego lub prawa z rejestracji w przypadku prezentowania na niej wzoru użytkowego albo wzoru przemysłowego.

Aby uzyskać aktualne i szczegółowe informacje o organizowanych podczas targów konferencjach, seminariach, okolicznościowych zebraniach oraz innych ciekawych wydarzeniach, zapraszamy do odwiedzenia strony internetowej targów: energetab.pl.

Zapraszamy zatem do Bielska-Białej na Międzynarodowe Energetyczne Targi Bielskie ENERGETAB 2019.

**Organizatorzy
Targów ENERGETAB**



Panorama targów ENERGETAB w Bielsku-Białej

Zdjęcie: ZIAD

Z umiarem

Metro

Przemieszkam ponad pół wieku nieopodal centrum stolicy. Gęstniejąca zabudowa i rosnący ruch, a właściwie bezruch, pojazdów zatruwał mi życie w sensie dosłownym. Wreszcie miałem dość.

W przeddzień wejścia do Unii Europejskiej przeprowadziłem się na Kabaty. Przeurocze miejsce. Rzut beretem Las Kabacki. Czasem mocno wieje. Na szczęście zazwyczaj od strony lasu. Świetna komunikacja. Kilka linii autobusowych. Dziennych i nocnych. No i przede wszystkim metro. Ostatnia stacja. W 20 minut dojeżdżam do centrum. Niestety zaraz po wyjściu nierzadko odczuwam drażniący smog. Po kilku godzinach z radością wracam na rzeńskie Kabaty. Samochodu w dni powszednie prawie nie używam. Nie opłaca się. Przejazd trwa dłużej. Co więcej stojąc w korkach zbyt późno przypominam sobie o włączeniu wentylatora wewnętrznego obiegu powietrza. Potem nie ma jak wywietrzyć. Ciężko oddychać. Idąc z duchem czasu, zamieniłem diesla na hybrydę.

Unikam podróży w godzinach szczytu. Rano wszyscy jadą w jednym kierunku. Pod wieczór z powrotem. Jeszcze kilkanaście lat temu cieszyło oko, gdy wielu pasażerów metra wyciągało książki i czytało. Dziś tylko nieliczni. Większość sięga po smartfony. Trafiają się nawet grupy młodzieży przedkładające esemesowanie z osobami stojącymi tuż obok nad bezpośrednią rozmowę. Ten i ów nawet uruchamia laptopa. Na kilkanaście minut tylko. Ongiś sam zachwyciłem się perspektywami innowacyjnej komunikacji. Już nie. Nadto uzależnia. Co gorsze przeraża mnie jak obszerną wiedzą na mój temat dysponuje Internet. Świadomie zrezygnowałem z instalowania szeregu dostępnych aplikacji. Z pozoru ułatwiają życie. Tymczasem informacje dotyczące naszej prywatności funkcjonują w przestrzeni publicznej. Jesteśmy zasypywani ofertami dobranymi pod kątem naszych zainteresowań, sposobu wydawania pieniędzy i możliwości finansowych czy też miejsca pobytu. Wielki Brat. Poważny problem pojawia się

» » »

Należę akurat do tych niecałych 40 proc. Polaków, którzy przeczytali w zeszłym roku przynajmniej jedną książkę. Reszta żadnej. Nie ma potrzeby kogokolwiek przekonywać co do znaczenia słowa pisanego dla kultury, rozwoju osobistego i budowy tożsamości narodowej. Czytanie zdecydowanie pomaga w pisaniu. Niestety służbowe pisma, opracowania i instrukcje przepełnione są bezdusznym, jakże mało atrakcyjnym językiem. Chociażby dla własnego zdrowia psychicznego warto przeto czasem sięgnąć po pozycję całkiem odmiennego gatunku.

w momencie utraty włączonego telefonu. Skądinąd nader rzadko go wyłączamy. Sporo czytam. Podróż metrem stwarza ku temu idealne warunki. Do zagospodarowania 40 minut z Kabat do centrum

i z powrotem. Należę akurat do tych niecałych 40 proc. Polaków, którzy przeczytali w zeszłym roku przynajmniej jedną książkę. Reszta żadnej. Nie ma potrzeby kogokolwiek przekonywać co do znaczenia słowa pisanego dla kultury, rozwoju osobistego i budowy tożsamości narodowej. Nie zastąpią go esemesy. Stosowane w nich słownictwo i symbole to slang pozwalający przenieść niewielki ładunek informacji. Często rozumiały wyłącznie dla zamkniętego grona odbiorców.

Zdarza mi się zostać poproszony przez kolegów o pomoc w ostatecznym zredagowaniu artykułu. Nierzadko napisanego językiem oficjalnych sprawozdań. Pełnego skrótów i nazw niezbyt zrozumiałych dla laików. Powtarzających się słów, pojęć i zwrotów. Do przyjęcia w czasopiśmie naukowym wymagających nadzwyczajnej precyzji wypowiedzi. Publikacje w periodykach specjalistycznych z założenia mają być źródłem wiedzy dla potencjalnie zainteresowanych. Tekstów nużących czytelnik nie będzie skłonny doczytać do końca. Cel nie zostanie więc spełniony.

Czytanie zdecydowanie pomaga w pisaniu. Gdy brak czasu nie pozwala na dodatkową lekturę, wzorujemy się na tekstach, z którymi mamy codzienny kontakt. Niestety służbowe pisma, opracowania i instrukcje przepełnione są bezdusznym, jakże mało atrakcyjnym językiem. Chociażby dla własnego zdrowia psychicznego warto przeto czasem sięgnąć po pozycję całkiem odmiennego gatunku. Osobiście preferuję literaturę popularnonaukową, krótkie formy literackie i aforystykę. Absolutnie nie ograniczam się tylko do nich. Wracając do domu metrem na Kabaty, wyciągam książkę, rzecz jasna papierową, i czytam.

dr inż. Andrzej Nehrebecki

17 września 2019 r. BIELSKO-BIAŁA

VI Warsztaty Istotne obowiązki dla OSP i OSD wynikające z wdrożenia kodeksów sieciowych

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

2-3 października 2019 r. ŁÓCHÓW

Konferencja Wymagania i obowiązki wynikające z wdrożenia Kodeksów sieci „przylączeniowych”, „operacyjnych” i „rynkowych” w elektroenergetyce

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

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

19-21 listopada 2019 r., Lublin Lubelskie Targi Energetyczne ENERGETICS

Org.: Targi Lublin SA
Inf.: Klaudia Stęplewska-Kruk
tel. +48 81 458-15-50
e-mail: k.stepleska@targi.lublin.pl
www.energetics.targi.lublin.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
siwe.ptpiree.pl

Więcej informacji w terminarzu na 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



PTPiREE

POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU
I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

KREUJEMY

nowe rozwiązania

WSPIERAMY

zachodzące zmiany i wdrożenia nowych technologii w elektroenergetyce

PROWADZIMY

działalność normalizacyjną, typizacyjną, doradczą, wydawniczą i edukacyjną

WYKONUJEMY

analizy prawne, techniczne i ekonomiczne

ORGANIZUJEMY

specjalistyczne szkolenia, seminaria i konferencje

PRZYGOTOWUJEMY

wnioski o dotacje unijne na projekty energetyczne

INTEGRUJEMY

środowisko energetyków



Zasilamy innowacje ENERGIA

RU-V

24 kV / 630 A

Pakiet Smart Grid
z rozłącznikiem próżniowym



Zapraszamy na targi

ENERGETAB 2019

17 - 19 WRZEŚNIA | HALA A | STOISKO 21

www.jmtronik.pl