wydanie 2020/2021
ISSN 2544-316X

sektor elektroenergetyczny

PARTNER WYDANIA

ZARMEN ZAKŁAD ELEKTROBUDOWA

TREŚCI MERYTORYCZNE WSPIERAJĄ

PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne

PTPiREE

SEP



- bezpieczeństwo energetyczne a wspólny rynek energii UE
- polityka energetyczna Polski do 2040 roku
- technologia blockchain i jej wykorzystanie w energetyce
- rozwój sieci ładowania pojazdów elektrycznych

grupazpr media

ISSN 2544-316X 95
9 772544 316008

PARTNERZY

DELTA ENERGOTEST ORMAZABAL velatia Schneider Electric



FOCUSED ON GENERATORS ONLY





LAUREAT KONKURSU

TERAZ POLSKA

gospodarstwa domowe
obiekty publiczne i przemysłowe
eventy
pojazdy
biogazownie i elektrociepłownie







FOGO®

www.fogo.pl

PRODUCENT SPRZĘTU CHRONIĄCEGO
PRZED UPADKIEM Z WYSOKOŚCI

szelka
bezpieczeństwa

P50NX ISOL

szyte nićmi niepalnymi
aramidowa taśma
ODPORNE NA DZIAŁANIE PŁOMIENIA
ZGODNE Z EN 358 P.4.1.5

dopuszczone do pracy w strefach
zagrożonych wybuchem

badane dla maksymalnej masy
użytkownika 140 kg







PROTEKT, ul. Staroruzka 9, 93-403 Łódź, tel: +48 42 29-29-500, handlowy@protekt.com.pl WWW.PROTEKT.COM.PL

Spis treści

Na początek 2

Producenci polecają 8

artykuł Zarządzanie jakością energii elektrycznej w elektroenergetycznym systemie przesyłowym 10

artykuł Operatorzy systemów elektroenergetycznych a nowy model rynku energii 16

Wykorzystywanie transformatorów o niskim poziomie hałasu do obniżania kosztów budowy stacji elektroenergetycznych 24

artykuł Bezpieczeństwo energetyczne a wspólny rynek energii UE 26

artykuł Analiza projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 roku 34

artykuł Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z krajowej sieci dystrybucyjnej 39

artykuł Przyczyny i skutki awarii w liniach napowietrznych 44



ZARMEN
ZAKŁAD
ELEKTROBUDOWA

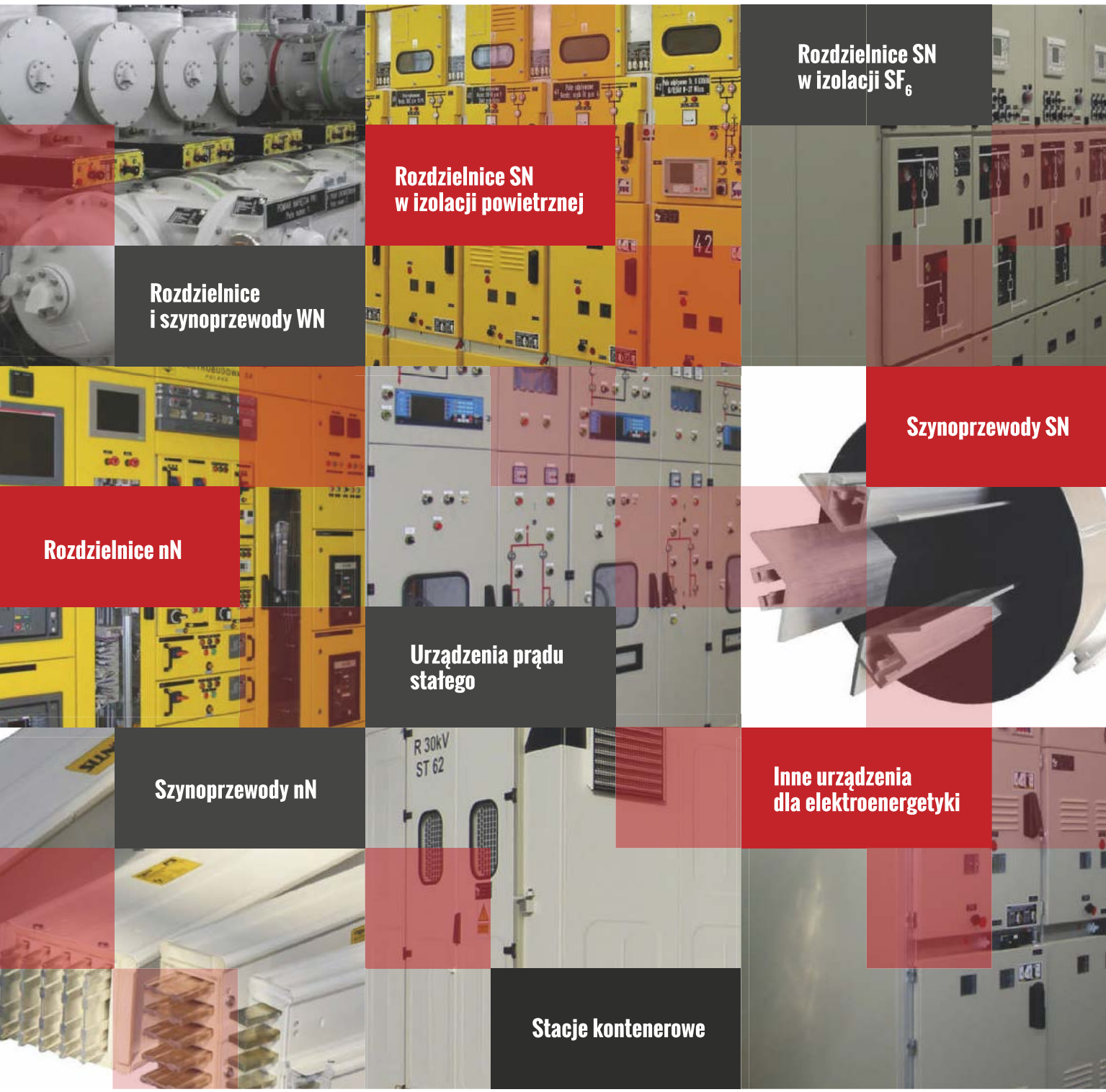
ZARMEN sp. z o.o., ul. Chłodna 51, 00-867 Warszawa
NIP: 7542739320, KRS: 0000160402, REGON: 532383555

GRUPA ZARMEN

www.zarmen.pl

SIŁA SYNERGII

ZARMEN ZAKŁAD ELEKTROBUDOWA UZNANY PRODUCENT I DOSTAWCA URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH



Biuro Zarządu
ul. S. Batorego 44, 41-506 Chorzów
tel.: +48 32 790 99 01, fax: + 48 32 790 99 99
zarmen@zarmen.pl, www.zarmen.pl

ZARMEN zakład Elektrobudowa
Oddział Realizacji
ul. Porcelanowa 12, 40-246 Katowice
tel.: +48 32 259 01 00

ZARMEN zakład Elektrobudowa
Zakład Produkcji Rozdzielnic
ul. Przemysłowa 156, 62-510 Konin
tel.: +48 63 246 62 00

ZARMEN zakład Elektrobudowa
Zakład Produkcji Szynoprzewodów
ul. Serdeczna 15, 43-109 Tychy
tel.: +48 32 784 20 00

Spis treści

artykuł **Sytuacja obecna i perspektywy rozwoju Smart Grid w Polsce** 49

artykuł **Prefabrykaty betonowe w elektroenergetyce** 57

artykuł **Znaczenie skroplonego gazu ziemnego w energetyce** 61

artykuł **Kogeneracja w elektroenergetyce** 66

artykuł **Technologia blockchain i jej wykorzystanie w sektorze elektroenergetycznym** 72

artykuł **Cyberbezpieczeństwo w sektorze energetycznym – perspektywa europejska** 76

artykuł **Dobór oraz współpraca zasilaczy UPS i agregatów prądotwórczych** 84

artykuł **Dobór rozdzielnic SN i nN** 94

artykuł **Rozwój sieci ładowania pojazdów elektrycznych w Polsce na tle doświadczeń niemieckich** 99

sektor elektroenergetyczny

Redaktor naczelna:
Jolanta Sankowska
Zastępca redaktor naczelnej:
Magdalena Wasilewska-Pyłka
Sekretarz redakcji:
Małgorzata Bachman
Zespół redakcyjny:
Sławomir Markowski (koordynator projektu), Dorota Czernek, Anna Domańska
Korekta:
Małgorzata Bachman, Katarzyna Sekulska, Natalia Tarka

Grafik:
Adam Olchowik
Zdjęcia na okładce i w spisie treści:
Shutterstock
Skład i łamanie:
Justyna Mróz, Aleksandra Skrodzka
Druk:
GRAFZNAK-drukarnia
Trojany 64F
05-252 Dąbrówka

Adres redakcji:
ul. Dęblińska 6, 04-187 Warszawa
tel. 22 59 05 000, 59 05 170
sektor@grupazpr.pl
www.sektorelektroenergetyczny.pl

Niezamówionych materiałów redakcja nie zwraca, a w razie opublikowania zastrzega sobie prawo do ich skracania. Za treść ogłoszeń i reklam redakcja ponosi odpowiedzialność w granicach wskazanych w ust. 2 art. 42 ustawy Prawo prasowe.

© Copyright by TIME S.A.

Wszystkie materiały są objęte prawem autorskim. Przedruk materiałów w jakiejkolwiek formie i w jakimkolwiek języku bez wcześniejszej pisemnej zgody Wydawcy jest zabroniony. Wydawca zabrania bezumownej sprzedaży numerów bieżących i archiwalnych „Sektora Elektroenergetycznego". Działanie wbrew powyższemu zakazowi skutkuje odpowiedzialnością prawną.

Wydawca:
TIME S.A.
ul. Jubilerska 10
04-190 Warszawa
www.grupazpr.pl

Zarząd
Prezes oraz dyrektor generalna:
Katarzyna Białek
Wiceprezesi:
Piotr Cichocki, Michał Hejka

Dyrektor zarządzająca tytułem „Sektor Elektroenergetyczny":
Anna Kamińska

Biuro Reklamy: Prasa, Internet
Dyrektor Biura Reklamy:
Anna Sobota
Dyrektor handlowy:
Andrzej Tuzinowski
Dyrektor handlowa Segmentu Profesjonaliści:
Monika Kaczkan
tel. 22 59 05 356
mkaczkan@grupazpr.pl
reklama_informatory@grupazpr.pl

p.o. Dyrektor marketingu:
Agata Tabędzka
tel. 22 59 05 127
atabedzka@grupazpr.pl

Dyrektor Produkcji i Dystrybucji:
Małgorzata Kuźma

Zamawianie publikacji:
Biuro Obsługi Klienta
tel. 22 59 05 555
(w godzinach 8.00–16.00)
klienci@grupazpr.pl
informatory.murator.pl

Sprzedaż projektów gotowych z Kolekcji Muratora:
tel. 22 59 05 555
(pon.–pt. 8.00–21.00,
sob.–niedz. 9.00–17.00)
projekty@murator.com.pl
www.muratorprojekty.pl

Data wydania: wrzesień 2020.

grupazpr media

Technologia Mocująca | Standardowe Elementy Maszyn | Elementy Manipulacyjne

HEINRICH KIPP WERK

Firma HEINRICH KIPP WERK jest producentem i dostawcą produktów z zakresu technologii mocującej, standardowych elementów maszyn oraz elementów manipulacyjnych.

Nasza oferta obejmuje ponad 36 000 komponentów.



Ponad 4 000 nowości

www.kipp.pl

ZAZ-En sp. z o.o.

producent elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oferuje rodzinę urządzeń iZAZ:

– przekaźniki prądowe, napięciowe, ziemnozwarciowe dla pól niskich, średnich i wysokich napięć,
– sterowniki pól średniego lub wysokiego napięcia, również jako zabezpieczenie odległościowe oraz zabezpieczenie różnicowe odcinkowe linii,
– kompleksowe zabezpieczenia generatorów i bloków generator-transformator.

NOWOŚCI:

– iZAZ-INJ nowe rozwiązanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego 100% uzwojeń stojana generatora,
– iZAZ200-SPZ aplikacja automatyki SPZ - zamiennik dla urządzeń RPZ.



ZAZ-En sp. z o.o., ul. Marii Konopnickiej 13, 41-100 Siemianowice Śląskie, tel. +48 32 726 69 23, faks +48 32 494 48 85, biuro@zaz-en.pl, http://zaz-en.pl



Sławomir Markowski
koordynator projektu

Od redakcji

Postęp naukowy oraz techniczny dokonujący się obecnie praktycznie w każdej branży nie omija również elektroenergetyki. W wielu jej dziedzinach można zaobserwować dynamiczny rozwój nowoczesnych technologii, związany z wszechobecną cyfryzacją całego sektora, a co za tym idzie – automatyzacją pracy urządzeń czy sieci i zachodzących w nich procesów.
Wdrażanie innowacyjnych rozwiązań niesie ze sobą wiele korzyści, trzeba mieć natomiast na uwadze to, że elektroenergetyka jest branżą strategiczną. Stanowi infrastrukturę krytyczną o niebagatelnym znaczeniu w skali całego kraju, dlatego przy wprowadzaniu jakichkolwiek zmian w jej funkcjonowaniu należy zachować szczególną ostrożność. Przede wszystkim potencjalne nowe rozwiązania muszą osiągnąć tzw. dojrzałość technologiczną, czyli zostać sprawdzone w innych branżach. Zarówno operator systemu przesyłowego, jak i operatorzy systemów dystrybucyjnych, zgodnie z obowiązującym Prawem energetycznym, są odpowiedzialni m.in. za bieżące oraz długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania systemów, dlatego muszą mieć pewność, że nie zostanie ono zaburzone.
Z drugiej strony, paradoksalnie, poziom ich bezpieczeństwa może zostać zwiększony właśnie dzięki nowoczesnym technologiom, dlatego też znalezienie równowagi w tym aspekcie stanowi klucz do sukcesu. Jest to istotne zwłaszcza teraz, czyli w obliczu ogromnych wyzwań, jakie stoją przed polską energetyką, dotyczących m.in. spełnienia wymagań Unii Europejskiej, wspólnego rynku energii UE, a także krajowego, na którym zachodzą duże zmiany, np. związane ze stale rosnącą liczbą prosumentów czy rozwojem elektromobilności, wymagające gruntownej modernizacji sieci elektroenergetycznych. Oczywiście, zarówno OSP, jak i OSD są tego w pełni świadomi, dlatego w naszym kraju prowadzi się wiele dużych inwestycji związanych z energetyką.
W najnowszym wydaniu „Sektora Elektroenergetycznego" znajdą Państwo teksty dotyczące wyzwań stojących przed polską elektroenergetyką, jak również przegląd działań i nowoczesnych rozwiązań wdrażanych, aby osiągnąć ten cel, a także wiele innych interesujących zagadnień opracowanych przez specjalistów. Niniejsza publikacja zawiera ponadto aktualną ofertę produktów i usług ściśle związanych z branżą.



Piotr Szymczak
Prezes Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Od partnera merytorycznego

Szanowni Państwo, Stowarzyszenie Elektryków Polskich w ciągu 101 lat swojej działalności aktywnie wspierało popularyzację zagadnień naukowo-technicznych związanych z dziedziną szeroko rozumianej energetyki i elektroenergetyki, dlatego po raz kolejny objęło patronatem merytorycznym wydanie „Sektora Elektroenergetycznego". W publikacji tej wybitni specjaliści przybliżają zagadnienia dotyczące m.in. wspólnego rynku energii UE, bezpieczeństwa energetycznego, problemów związanych z kogeneracją w elektroenergetyce, cyberbezpieczeństwa sektora, perspektyw rozwoju sieci Smart Grid, awarii linii elektroenergetycznych, sieci ładowania pojazdów elektrycznych, rozdzielnic nN i SN, zasilaczy UPS, technologii blockchain czy prefabrykatów betonowych. Zwracają uwagę na pozyskiwanie, przesyłanie, dystrybucję i magazynowanie surowców energetycznych oraz podkreślają znaczenie energetyki odnawialnej, a także skroplonego gazu ziemnego.
Na uwagę czytelników zasługuje tekst pt. „Bezpieczeństwo energetyczne a wspólny rynek energii UE", przygotowany przez dr. hab. Mariusza Ruszela oraz jego studentów, w którym przedstawiono szanse i zagrożenia dla państw UE związane z funkcjonowaniem wspólnego rynku energii. Ponadto podjęta została problematyka tworzenia autostrad energetycznych i infrastruktury przesyłowej surowców energetycznych oraz energii elektrycznej.
W artykule „Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z krajowej sieci dystrybucyjnej" dr hab. inż. Waldemar Dołęga analizuje czynniki mające bezpośredni wpływ na poziom bezpieczeństwa dostaw energii oraz wskazuje sposoby jego poprawy.
W tekście „Sytuacja obecna i perspektywy rozwoju Smart Grid w Polsce" dr inż. Krzysztof Billewicz przedstawia prowadzone w kraju inwestycje w zakresie inteligentnych sieci, które pozwalają zwiększyć niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego i zapewniają dostęp do wielu cennych informacji.
Interesujący jest także artykuł „Znaczenie skroplonego gazu ziemnego w energetyce", w którym autorzy charakteryzują postęp technologiczny i rozwój logistyki opartej na zbilansowanym łańcuchu dostaw.
Dziękuję Redakcji za podjęcie zagadnień związanych z branżami energetyczną i elektroenergetyczną. Wyrażam przekonanie, że inicjatywa ta przyczyni się do profesjonalnej popularyzacji zaprezentowanych treści.
Zachęcam do lektury!



ZPUE®
Koronea group

z energią
w przyszłość

Panaceum na problemy w sieci elektroenergetycznej

SPS®
SMART POWER STATION

Inteligentna stacja energetyczna

- bezpieczeństwo zasilania dla odbiorców wrażliwych
- obniżenie mocy umownej i wyrównanie obciążeń
- szybkie ładowanie pojazdów elektrycznych

Sprawdź szczegóły na stronie www.sps.zpue.pl

lub zapytaj Doradcy w Dziale Sprzedaży
pod numerem tel. +48 **41 38 81 010**



PLIO SPEED

Dławiki kablowe do szybkiego montażu bez gwintu w kolorze jasnoszarym (RAL 7035). Instalacja odbywa się bezpośrednio do otworu, bez gwintu i konieczności uzyskania dostępu do wnętrza obudowy oraz bez nakrętki kontrującej. Zabezpieczenia wykonane są z poliamidu-6 oraz polichloroprenu (o-ring), dzięki czemu charakteryzują się wysoką sztywnością, odpornością na działanie wysokiej temperatury i wytrzymałością – sprawdzą się nawet w przypadku występowania wibracji (bez ryzyka poluzowania czy zgubienia nakrętki). Do ścianki o grubości od 1 do 2,5 mm stosuje się szarą opaskę, a od 2,5 do 4 mm – zieloną. Inne kolory, rozmiary i grubości dostępne są na zamówienie. Umożliwiają montaż w 3 s, co daje 85% oszczędności czasu w porównaniu z konwencjonalnymi rozwiązaniami. Można je stosować w zakresie temperatur: od –20 do 100°C. Stopień ochrony: IP68.



Connect Solutions Polska, www.connectsolutions.pl

OBUDOWY ORMAZABAL

Obudowy umożliwiające montaż rozdzielnic z serii cgmcosmos, cgm.3 i cgm.800 (urządzenia do rozdziału wtórnego) na zewnątrz obiektów. Ich konstrukcja zapewnia rozdzielnicom prawidłowe działanie i trwałość nie tylko w normalnych warunkach pracy na zewnątrz, określonych w normie IEC 62271-1, lecz także w miejscach o agresywnej atmosferze (kategoria HCR, wysoka odporność na korozję) lub w obszarach o wysokim promieniowaniu słonecznym. W ofercie znajdują się różne konfiguracje obudów obejmujące dwa, trzy i cztery pola rozdzielnic, bez możliwości rozbudowy. Dostępne są również dwa rozwiązania dotyczące wylotu gazów: do kanału oraz w górę, o klasie łuku wewnętrznego AFLR 25 kA/1 s, zgodnie z normą IEC 62271-200.



Ormazabal, www.ormazabal.com

ROZDZIELNIE ZASILANIA PODZIEMNEGO

Podziemne rozdzielnie zasilające stosowane są wszędzie tam, gdzie chcemy zlokalizować czasowy punkt zasilania (miejsca organizowania imprez publicznych, place, obiekty sportowe, skwery itp.). Takie umiejscowienie systemu sprawia, że będzie on chroniony i nie będzie kolidował z innymi obiektami. Budowa segmentowa umożliwia prosty i szybki montaż. Korpus studni wykonany jest z mieszanki polimerowej Polipit (całkowicie przetwarzalnej, w 100% odpornej na mróz, chemikalia i środki agresywne). Z kolei korpus mechanizmu oraz wspomagana siłownikiem hydraulicznym pokrywa D-400 zostały wykonane ze stali nierdzewnej. Istnieje możliwość wypełnienia pokrywy betonem lub kostką brukową. Wyposażenie elektryczne zgodne z wymaganiami inwestora.



Innotechnika, www.innotechnika.pl

BACS

System monitorowania baterii BACS pozwala na kontrolę online poszczególnych akumulatorów/ogniw w magazynie energii. Składa się z modułów instalowanych bezpośrednio na bateriach, połączonych magistralą z kontrolerem sterującym pracą systemu. Umożliwia pomiar: prądów ładowania na poszczególnych gałęziach, rezystancji wewnętrznej, napięcia i temperatury. Parametry te wyświetlane są w formie czytelnej tabeli w przeglądarce internetowej. Informacja o awarii poszczególnych akumulatorów lub przekroczeniu zadanych parametrów może być wysłana np. przez e-mail lub SMS. System kondycjonuje napięcie ładowania, dzięki czemu wydłuża żywotność baterii. Pozwala również na bezpieczne samoczynne wyłączenie systemów zasilania w przypadku wystąpienia ryzyka pożaru.



AG IT PROJECT, www.agitproject.pl

MATERIAŁ PŁATNY

UPS OL6KERTHD

Zasilacz UPS wykonany w technologii podwójnej konwersji online. Moc 6 kVA/6 kW jest dostępna przy wykorzystaniu przestrzeni 2U w szafie rack (UPS z akumulatorami wewnątrz urządzenia). Rozwiązanie to można rozszerzyć o dodatkowe moduły bateryjne z wbudowanymi ładowarkami, dzięki czemu czas ładowania systemu wynosi tylko 5 h przy podłączonych 15 modułach BPE144VL2U01. UPS został wyposażony m.in. w kolorowy intuicyjny wyświetlacz LCD z możliwością odchylania, który pozwala użytkownikom na monitorowanie najważniejszych informacji o zasilaniu oraz baterii. Urządzenie zapewnia beznarzędziową wymianę akumulatorów, daje również szerokie możliwości komunikacyjne dzięki portom USB, RS232, a także wbudowanej karcie SNMP, która w połączeniu z darmowym oprogramowaniem PowerPanel® Business pozwala na zdalną kontrolę zasilania.



CyberPower, www.cyberpower.com/eu/pl

3AV1 FG123

Wyłącznik próżniowy wysokiego napięcia, który można stosować w sieciach elektroenergetycznych do 145 kV. Zapewnia niezawodne załączenie i wyłączenie prądów zwarciowych, ma wysokowydajny oraz bezobsługowy napęd klasy M2, wyróżnia go bardzo duża żywotność czynnika izolacyjnego. Ponadto charakteryzuje się wieloma zaletami w porównaniu do SF_6, są to: 30 łączeń pełnej wartości prądu zwarciowego, 10 tys. operacji przy prądzie znamionowym, pełna zdolność łączeniowa w temperaturze otoczenia do –60°C oraz brak konieczności przeprowadzania czynności konserwacyjnych przez cały okres eksploatacji.



Siemens Energy, www.siemens-energy.com





JAKOŚĆ. WYDAJNOŚĆ. TROTEC.

TROTEC PRZECIW KORONAWIRUSOWI



Oczyszczanie powietrza
z H14 - 99,995% skuteczności



Zwalczanie wirusów
poprzez ozonowanie



Oczyszczanie powietrza
i termiczne niszczenie wirusów

OSUSZANIE



TTR Adsorpcyjne
osuszacze powietrza



DH Kondensacyjne
osuszacze powietrza



Mobilne
osuszacze powietrza

TECHNIKA POMIAROWA



Mierniki
parametrów klimatycznych



Termowizja i inspekcja optyczna



Lokalizacja wycieków
i nieszczelności

ROZWIĄZANIA DLA BRANŻY BUDOWLANEJ

TROTEC
AT WORK.

Trotec Sp. z o.o. Sp. k
Ul. Olszynowa 9
Podolszyn Nowy,
05-090 Raszyn

Chętnie udzielimy
osobiście informacji.
Wystarczy zadzwonić:

tel. +48 22 307 53 60
fax +48 22 307 53 61

TRT-KAN2-INDUSTRIE-Baubranche-HS-001-PL

www.trotec.pl · Zapytania i zamówienia info-pl@trotec.com



MGR INŻ. JAROSŁAW RĄCZKA
Biuro Pomiarów Energii, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE), absolwent Wydziału Telekomunikacji i Elektrotechniki Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy

Zarządzanie jakością energii elektrycznej w elektroenergetycznym systemie przesyłowym

Jakość energii elektrycznej (JEE) jest istotnym zagadnieniem w systemach elektroenergetycznych dla wszystkich poziomów napięć. W szczególności dotyczy to zapewnienia właściwej jakości dostaw energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami obowiązujących przepisów prawa, norm i zawartych umów. Taki kierunek działań jest zbieżny z zaleceniami Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER), która promuje na rynkach energii UE dążenia do zapewnienia konkurencyjności cen, osiągnięcia wyższych standardów usług oraz wzrostu bezpieczeństwa dostaw i stabilności [1].

CEER zaleca, aby kraje zachęcały operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do wdrażania i ciągłego monitorowania jakości energii elektrycznej w swoich sieciach. Rada ta uznała, że dane ze stałego monitoringu jakości energii mogą dostarczyć operatorowi użytecznych informacji, dzięki którym będzie mógł obniżyć koszty utrzymania sieci.
PSE, realizując funkcję operatora systemu przesyłowego (OSP), przywiązują dużą wagę do kwestii zapewnienia właściwej jakości dostaw energii elektrycznej, zgodnie z wymaganiami obowiązujących przepisów. Podejmowanie działań w tym obszarze nabiera szczególnego znaczenia w związku z coraz szerszym zakresem stosowania urządzeń energoelektronicznych w wyniku:
• wzrastającego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w wytwarzaniu energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE),
• przyłączeń instalacji odbiorców i prosumentów stosujących tego rodzaju urządzenia.
Prowadzenie ciągłego monitorowania JEE w sieciach elektroenergetycznych jest działaniem koniecznym do zapewnienia wymaganych poziomów parametrów jakościowych napięcia.

OBOWIĄZUJĄCE WYMAGANIA DOTYCZĄCE JEE

Wymagania odnośnie do parametrów jakościowych energii elektrycznej w Polsce wynikają z następujących regulacji prawnych i dokumentów:
• Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [2],
• Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rozporządzenie systemowe) [3],
• Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (tzw. rozporządzenie taryfowe) [4],
• Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [5] oraz Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) [6],
• taryfy przedsiębiorstw elektroenergetycznych,
• umowy przesyłania lub dostarczania energii.

PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W rozporządzeniu systemowym zostały wskazane wymagania dla parametrów jakościowych energii elektrycznej, a także przerw w jej dostarczaniu, w tym wskaźników dotyczących czasu ich trwania. Dokument opisuje wymagania stawiane parametrom JEE wyszczególnionym w tab. 1, określa ich wartości graniczne oraz akceptowalne przedziały tolerancji czasu ich dotrzymania, zróżnicowane dla poszczególnych poziomów nominalnej wartości napięcia sieci. Zgodnie z nim parametry JEE należy oceniać w odniesieniu do okresu pomiarowego obejmującego jeden tydzień kalendarzowy i uznaje się je za dotrzymane w danym tygodniu, jeżeli wymagane wielkości graniczne zostały zachowane dla określonego przedziału tolerancji, np. przez co najmniej 95% czasu. Warunkiem dotrzymania parametrów JEE przez dostawcę jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej niż umowna, przy współczynniku $tg\varphi < 0{,}4$.

TAB. 1. WYMAGANE PARAMETRY JEE WEDŁUG ROZPORZĄDZENIA SYSTEMOWEGO

Parametr	Przedziały tolerancji czasu dotrzymania [%]
Częstotliwość	99,5 oraz 100
Wartości skuteczne napięć zasilających	95
Wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt}	
Asymetria napięcia zasilającego	
Harmoniczne napięcia zasilającego	
Współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD	100

WSKAŹNIKI PRZERW W DOSTARCZANIU ENERGII

Zgodnie z rozporządzeniem systemowym OSP oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) w terminie do 31 marca każdego roku są obowiązani do publikowania na swoich stronach internetowych wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w poprzednim roku.
Wskaźniki te definiowane są w następujący sposób:
• ENS – wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (wyznaczany tylko przez OSP),
• AIT – wskaźnik średniego czasu przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (wyznaczany tylko przez OSP),
• SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej,
• SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich,
• MAIFI – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich.

WYMAGANIA JAKOŚCIOWE WSKAZANE W IRiESP

W Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej zostały określone dodatkowe wytyczne (bardziej restrykcyjne niż w rozporządzeniu systemowym) w zakresie dotrzymania standardów jakościowych energii elektrycznej przez farmy wiatrowe dla niektórych parametrów. Zgodnie z IRiESP w przypadku niedotrzymania wymagań dotyczących JEE farma wiatrowa może być wyłączona na polecenie operatora systemu elektroenergetycznego do czasu usunięcia nieprawidłowości.

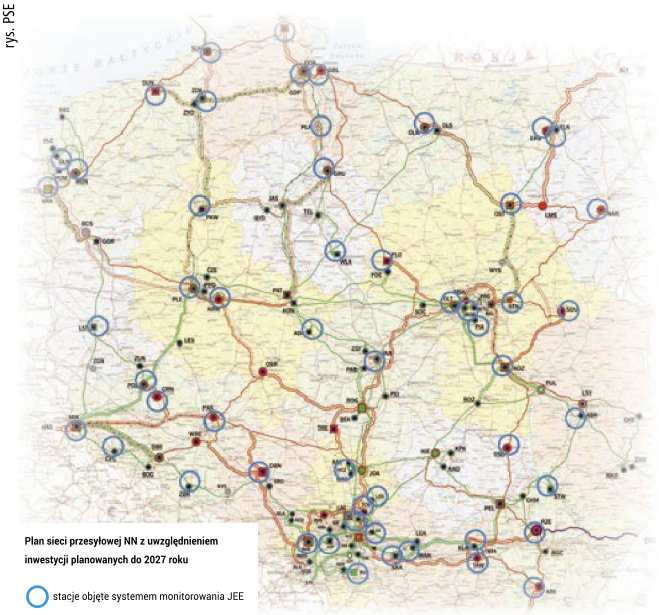
WYMAGANIA NAŁOŻONE W ROZPORZĄDZENIU TARYFOWYM

Obowiązujące rozporządzenie taryfowe określa, że odbiorcom przysługują bonifikaty za niedotrzymanie dopuszczalnych odchyleń dla wartości skutecznej napięcia zasilającego. Powinny być one udzielane przez OSP w terminie 30 dni od dnia złożenia przez odbiorcę odpowiedniego wniosku. Za nadmierny poziom zaburzeń dla pozostałych parametrów JEE obecnie nie przewiduje się żadnych skutków finansowych ani dla dostawcy, ani dla odbiorcy. Określenie odbiorca w przypadku OSP należy rozumieć jako odbiorcę końcowego oraz OSD.

• MONITOROWANIE JEE W SIECI OSP

W 2010 roku do realizacji zadań związanych z procesem monitorowania JEE w sieci PSE zostało powołane Centrum Monitorowania Jakości Energii Elektrycznej (CMJEE), które obecnie działa w strukturach Biura Pomiarów Energii. Aby umożliwić CMJEE wykonywanie tych zadań w kluczowych obiektach sieci przesyłowej, został wdrożony system monitorowania JEE. Lokalizację obiektów nim objętych przedstawiono na rys. 1. Monitorowanie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej i związanych z nimi wskaźników jest realizowane przez inne jednostki organizacyjne spółki na podstawie danych pochodzących z systemów SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*).

rys. PSE



1 Lokalizacja obiektów objętych systemem monitorowania JEE na planie sieci przesyłowej NN

System monitorowania JEE eksploatowany w PSE obejmuje obecnie 142 analizatory JEE zainstalowane w 54 spośród 107 stacji elektroenergetycznych sieci przesyłowej. Aktualnie 21 urządzeń pomiarowych jest w trakcie instalacji w ramach zadań inwestycyjnych realizowanych w wybranych stacjach elektroenergetycznych.

Poza podstawowymi parametrami JEE wymaganymi w rozporządzeniu systemowym, monitorowaniem w sieci OSP są dodatkowo objęte: wartość i odkształcenia prądu (harmoniczne oraz THD), a także jego asymetria, moce czynna, bierna i pozorna oraz współczynniki mocy, zapady i wzrosty napięcia zasilającego, szybkie zmiany napięcia (RVC), przerwy w zasilaniu, a także przepięcia. Wszystkie instalowane w stacjach analizatory JEE to urządzenia klasy A (zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 [8]), rekomendowane do stosowania w przypadkach dotyczących realizacji umów zawartych pomiędzy podmiotami oraz w sytuacjach rozstrzygania sporów. Urządzenia te są poddawane okresowemu wzorcowaniu w okresach analogicznych do tych przewidywanych dla liczników energii elektrycznej wykorzystywanych w układach pomiarowo-rozliczeniowych.

Centrum Monitorowania Jakości Energii Elektrycznej w PSE odpowiada za pozyskiwanie, weryfikację, udostępnianie danych pomiarowych oraz cykliczne sporządzanie raportów dla tygodniowych okresów pomiarowych. W procesie analizy i przetwarzania dane pomiarowe są oceniane w odniesieniu do wymagań rozporządzenia systemowego. Opracowywane przez CMJEE raporty tygodniowe JEE udostępnia się zainteresowanym komórkom PSE. W przypadku niedotrzymania dopuszczalnych odchyleń napięcia służby ruchu Krajowej Dyspozycji Mocy analizują przypadek i – jeśli jest to konieczne – wdrażają ewentualne korekty w pracy automatyk regulacyjnych. Spośród bieżących działań CMJEE należy wymienić klasyfikowanie i ocenianie rejestrowanych zapadów oraz wzrostów napięcia we współpracy ze służbami odpowiednich Obszarowych Dyspozycji Mocy. Ponadto CMJEE w trybie operacyjnym przygotowuje opracowania, prowadzi analizy oraz opiniuje różnego rodzaju dokumenty dotyczące JEE. Na wniosek uprawnionych podmiotów przyłączonych do systemu elektroenergetycznego OSP są przygotowywane i udostępniane dane pomiarowe JEE.

Główne cele stałego monitorowania JEE przez OSP można podsumować w trzech punktach:

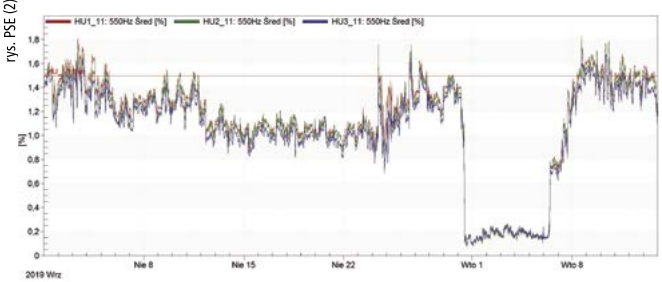
- eliminacja identyfikowanych źródeł zaburzeń,
- niedopuszczanie do pogarszania parametrów jakościowych w ramach nowych przyłączeń,
- weryfikacja zasadności roszczeń odbiorców dotyczących niedotrzymania parametrów JEE.

• KORZYŚCI Z MONITOROWANIA JEE

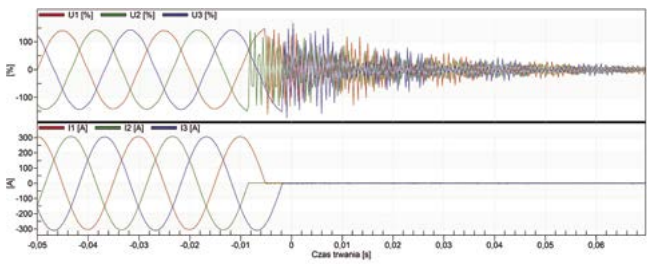
Monitorowanie JEE nie jest jedynie oceną parametrów jakości energii w odniesieniu do obowiązujących przepisów prawnych. Działania w tym obszarze przynoszą operatorowi systemu elektroenergetycznego szereg korzyści, a wśród najważniejszych należy wymienić:

- możliwość sprawdzenia zgodności parametrów jakości zasilania z wymogami przepisów,

rys. PSE (2)



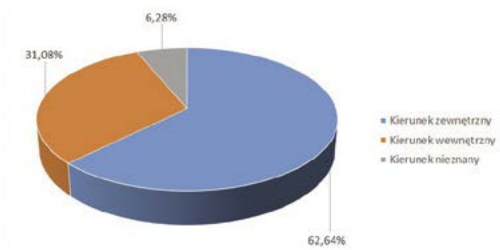
2 Przebieg 11. harmonicznej napięcia w węźle 220 kV



3 Przebiegi wartości napięć i prądów podczas wyłączenia dławika

• zapewnienie danych niezbędnych do weryfikacji wniosków, roszczeń i zgłoszeń dotyczących niedotrzymania parametrów JEE oraz zdarzeń,
• możliwość zapobiegania powstawaniu źródeł zaburzeń w ramach realizowanych nowych przyłączeń do sieci przesyłowej (w tym OZE oraz odbiorców),
• zapewnienie danych umożliwiających identyfikację przyczyn zaburzeń oraz wskazanie strony odpowiedzialnej za ich wprowadzanie na podstawie analizy długookresowych trendów zmian parametrów JEE – rys. 2 przedstawia przykład obrazujący wpływ wyłączenia 12-pulsowych urządzeń przekształtnikowych o mocy ok. 50 MVA w instalacji odbiorcy na skokową poprawę 11. harmonicznej napięcia w węźle 220 kV,
• ustalanie środków naprawczych w celu wyeliminowania identyfikowanych zaburzeń,
• zapewnienie danych do oceny poprawności działania urządzeń w stacjach elektroenergetycznych oraz czynności łączeniowych – rys. 3 prezentuje przykład rejestracji przebiegu wyłączenia dławika 150 Mvar w węźle 400 kV wyposażonego w poprawnie działający układ kontrolowanego łączenia,
• analizy zapadów, wzrostów napięcia oraz kierunków ich pochodzenia, a także oceny ich wpływu na instalacje odbiorców – na rys. 4 została przedstawiona statystyka zarejestrowanych zapadów napięcia w sieci OSP w 2019 roku ze względu na kierunek ich pochodzenia, przy czym całkowita liczba zdarzeń wyniosła 4360.

rys. PSE



4 Klasyfikacja zapadów napięcia w sieci przesyłowej ze względu na kierunek pochodzenia zaburzeń w 2019 roku

• gromadzenie informacji o stanie JEE niezbędnych do określenia odpowiednich wymagań w przyszłości,
• pozyskanie danych umożliwiających ocenę pracy stosowanych automatyk regulacyjnych napięcia.

DZIAŁANIA PODEJMOWANE W CELU ZAPEWNIENIA WYMAGANEJ JEE

W przypadku wystąpienia przekroczeń dopuszczalnych wartości granicznych parametrów jakościowych napięcia dane pomiarowe pozyskiwane przez system monitorowania JEE pozwalają na podejmowanie konkretnych działań mających wyeliminować identyfikowane źródła zaburzeń oraz nie dopuścić do pogorszenia parametrów jakościowych w ramach realizowanych nowych przyłączeń. Istotne znaczenie w takich sytuacjach ma długookresowo przeprowadzany pomiar tzw. tła parametrów JEE w okresie poprzedzającym przyłączenie nowego podmiotu lub wprowadzenie istotnych zmian w instalacji dotychczasowego odbiorcy.
Należy podkreślić, że rozwiązanie problemów związanych z zaburzeniami parametrów jakościowych napięcia w sieciach wysokich i najwyższych napięć wiąże się bardzo często z dużymi nakładami inwestycyjnymi ze strony podmiotów odpowiedzialnych. Dlatego m.in. czas realizacji działań naprawczych ze strony odbiorców jest relatywnie długi. Poza tym obowiązujące regulacje prawne nie przewidują żadnych kar finansowych za wprowadzanie zaburzeń do sieci OSP i OSD przez odbiorców, dlatego brakuje dodatkowych czynników motywujących do podejmowania działań naprawczych w tym obszarze. Jednak pomimo braku takich uregulowań działania podejmowane przez OSP powinny przyczynić się do zapewnienia wymaganych przepisami prawa parametrów JEE w sieciach wysokich i najwyższych napięć. Dodatkowym pozytywnym skutkiem wdrażania środków naprawczych w obszarze JEE może być obniżenie strat w sieci. Podsumowanie obrazujące odpowiedzialność stron za wprowadzanie zaburzeń zgodnie z obowiązującymi w Polsce regulacjami zamieszczono w tab. 2.

TAB. 2. PODSUMOWANIE OBOWIĄZUJĄCYCH REGULACJI JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Parametry JEE	Rozporządzenie systemowe	Rozporządzenie taryfowe	Parametry JEE monitorowane w PSE	Odpowiedzialność za zaburzenia	
				operator systemu OSP/OSD	odbiorca
Częstotliwość	tak	nie	tak	tak	–
Napięcie zasilające		tak			
Wskaźnik Plt		nie			tak
Asymetria napięcia					
Harmoniczne napięcia					
THD napięcia					
Przerwy w zasilaniu		tak			–
Zapady/wzrosty napięcia	nie	nie			tak

Należy podkreślić, że do oceny parametrów JEE – zwłaszcza w zakresie wahań i odkształceń napięcia wyższymi harmonicznymi, a także w celu wykrywania kierunków pochodzenia tego rodzaju zaburzeń oraz stopnia odpowiedzialności podmiotów za ich wprowadzanie do sieci – niezbędne jest stosowanie zaawansowanych metod i narzędzi analitycznych.

• DZIAŁANIA ROZWOJOWE W DZIEDZINIE JEE

W PSE wdrożono opracowany przez Akademię Górniczo-Hutniczą pilotażowy system do oceny parametrów JEE mający na celu:
• identyfikowanie kierunków pochodzenia zaburzeń,
• określanie udziału stron we wprowadzaniu zaburzeń,
• naliczanie bonifikat i kar z tytułu przekroczonego poziomu wartości dopuszczalnych dla poszczególnych parametrów.
Stanowi on uzupełnienie obecnie eksploatowanego systemu monitorowania JEE w OSP i realizuje ocenę jakości energii elektrycznej na podstawie 10-minutowych wskaźników określonych w rozporządzeniu systemowym. Metody oceny wdrożone w opracowanym narzędziu uwzględniają fakt, że niektóre zaburzenia mogą powstawać nie tylko po stronie dostawców, lecz także u odbiorców energii elektrycznej, np. odkształcenia czy wahania napięcia. Kierunek ich pochodzenia można określić na kilka sposobów:
• metodą aproksymacyjną – bazującą na korelacjach pomiędzy różnymi parametrami JEE,
• metodą oceny indywidualnej emisji dla harmonicznych napięcia – wykorzystującą długotrwałe zsynchronizowane pomiary wartości harmonicznej napięcia i prądu,
• metodą oceny indywidualnej emisji dla wahań napięcia – bazującą na równoczesnym pomiarze wahań napięcia i mocy/prądu.
Im większa jest wartość współczynnika korelacji, tym wyższa jest wiarygodność wnioskowania.
Wskazane metody powinny w wielu przypadkach umożliwić wykrycie dominującego sprawcy zaburzenia, jednak nie zawsze będzie to możliwe. Wówczas rekomenduje się prowadzenie analiz na podstawie przebiegów wartości chwilowych napięć i prądów. Wskazanie strony odpowiedzialnej za wprowadzanie zaburzeń pozwoli na opracowanie i wdrożenie przyszłej procedury kar nakładanych na sprawcę (dostawcę lub odbiorcę) za pogarszanie jakości napięcia. Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem taryfowym, obecnie tylko dostawca udziela odbiorcy bonifikat za niedotrzymanie wartości skutecznej napięcia. Przyszłe rozwiązania rozliczeń za JEE powinny obejmować możliwość uzgodnienie ze sprawcą tzw. ścieżki poprawy (dopuszczalnych poziomów emisji zaburzeń na kolejne miesiące/lata), z uwzględnieniem czasu potrzebnego na wdrożenie działań naprawczych zależnie od istniejących problemów technicznych [7].
Należy podkreślić, że celem nadrzędnym inicjowanych przez PSE prac rozwojowych jest dążenie do zapewnienia wysokich standardów jakościowych zasilania, zgodnych z obowiązującymi regulacjami [3], oraz – w sytuacjach koniecznych – motywowanie uczestników KSE do działań na rzecz poprawy JEE.

• PODSUMOWANIE

Biorąc pod uwagę techniczne aspekty zapewnienia dostaw energii elektrycznej o wymaganych parametrach jakościowych, istotne jest niedopuszczenie do pogorszenia obecnych poziomów parametrów JEE w systemach elektroenergetycznych oraz dążenie do poprawy w przypadku stwierdzenia ich przekroczeń. Poznanie aktualnego stanu sieci poprzez prowadzenie ciągłego monitorowania JEE oraz śledzenie trendów zmian poszczególnych parametrów jakościowych jest niezbędne do podejmowania działań zapobiegawczych oraz naprawczych w tym obszarze. To szczególnie istotne ze względu na planowany rozwój nowych niekonwencjonalnych źródeł energii elektrycznej. W przypadku OSP odnosi się to głównie do planowanych przyłączeń morskich farm wiatrowych, które mogą w istotny sposób oddziaływać na parametry jakościowe napięcia w systemie elektroenergetycznym.
W perspektywie dalszych działań OSP uzasadnione jest uzupełnienie infrastruktury obiektowej systemu monitorowania JEE we wszystkich miejscach dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, co oznacza konieczność instalacji analizatorów w 160 punktach pomiarowych. Zgodnie z przyjętymi w PSE założeniami monitorowaniem zostaną objęte także inne wybrane punkty sieci NN – w taki sposób, aby we wszystkich stacjach elektroenergetycznych na każdym poziomie napięcia był zainstalowany co najmniej jeden analizator. Takie podejście umożliwi analizę kierunków pochodzenia zaburzeń identyfikowanych w miejscach dostarczania energii elektrycznej. Ponadto ułatwi to znacząco określenie podmiotu odpowiedzialnego za zaistniały stan oraz wskazanie źródła zaburzeń, a w dalszej kolejności wdrożenie działań naprawczych.
Opracowanie i implementacja mechanizmów rozliczania JEE i narzędzi zapewniających możliwość jednoznacznego wnioskowania o kierunkach pochodzenia zaburzeń nie jest zagadnieniem prostym ani szybkim do realizacji. Jednak w dobie wyzwań, jakie są stawiane polskiej elektroenergetyce na najbliższe lata, od operatorów systemów elektroenergetycznych nie będzie się już oczekiwało wyłącznie zapewnienia dostaw energii elektrycznej, lecz również utrzymania odpowiednich parametrów jakościowych zasilania. W związku z powyższym będą oni zmuszeni do wdrażenia i rozwijania systemów informatycznych wspierających zarządzanie jakością energii elektrycznej w swoich sieciach.

Literatura

1. „5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply".
2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (DzU z 2007 r. nr 93, poz. 623).
4. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (DzU z 2019 r., poz. 503).
5. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
6. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.
7. Z. Hanzelka, „Jakość dostawy energii elektrycznej. Zaburzenia wartości skutecznej napięcia", Wydawnictwa AGH, Kraków 2013.
8. PN-EN 61000-4-30 „Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4–30: Metody badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii".

Connect Solutions Polska Sp. z o.o. jest międzynarodowym dostawcą komponentów do produkcji wiązek kablowych, szaf sterowniczych, opraw oświetleniowych oraz paneli sterowniczych. Specjalizujemy się w realizowaniu zamówień na złącza elektroniczne, elektryczne i światłowodowe, jak również koszulki termokurczliwe i izolacyjne. Ponadto w naszej ofercie znajdą Państwo szeroką gamę przewodów, kabli oraz światłowodów. Connect Solutions utożsamia się z wyrobami wysokiej jakości dlatego też w swoim portfolio może pochwalić się współpracą z takimi uznanymi i znanymi w całej Europie markami jak:



SES Sterling-oficjalny dystrybutor w Polsce

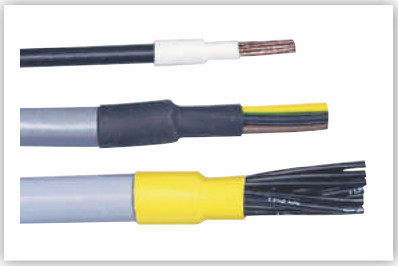
- Izolacja oraz osłona kabli: oploty kablowe, spirale, koszulki izolacyjne PCV oraz silikonowe, uszczelki oraz przepusty gumowe, uszczelki EPDM oraz TPE
- Identyfikacja wiązek i przewodów: markery, znaczniki, naklejki i akcesoria do ich montażu
- Trasy kablowe oraz osprzęt
- Narzędzia pomocne do aplikacji całego zakresu asortymentu producenta





Medikabel-oficjalny dystrybutor w Polsce

- pojedyncze przewody /linki zgodne z RoHS, UL/cUL oraz CSA
- silikony, PVC, teflon, plecionki miedziane, kable miedziane, kable samochodowe i zharmonizowane
- wielożyłowe przewody zgodne z RoHS, UL/cUL, CSA
- przewody głośnikowe, płaskie, sterownicze, sieciowe, koncentryczne odporne na wysokie temperatury oraz przewody niestandardowe pod zapytanie klienta







CYG

- bezhalogenowe koszulki termokurczliwe zgodne z RoHS, z poliolefinu, palność wg VW1(-55°C bis +125°C); UL/cUL / CSA F-Mark, Sony Green Partner
- obkurcz od 2:1 do 6:1; z klejem i bez kleju; odstępne w standardowych kolorach
- zatyczki termokurczliwe, zaślepki, tulejki naprawcze
- koszulki termokurczliwe odporne na wysoką temperaturę do 260°C
- końcówki termokurczliwe (złącza lutowane, końcówki oczkowe itp.)
- Koszulki izolacyjne wykonane z miękkiego PCV wg DIN 40621 oraz posiadające certyfikat UL
- wysokiej jakości, elastyczne, nie kurczące się oraz powszechnie stosowane
- UL224 z numerem E dostępne we wszystkich rozmiarach AWG

Geissel-oficjalny dystrybutor w Polsce

Dławice kablowe:

rozmiary

- do kabla Ø 116 mm

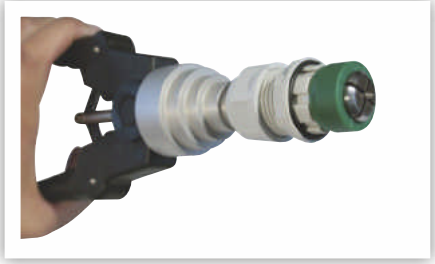
gwinty

- PG, metryczne, BSP, BSC, NPT

materiał

- mosiądz
- poliamid
- stal nierdzewna 1.4305 – AISI 303, 1.4571 – AISI 316Ti







Connect Solutions Polska Sp. z o.o.
Ul. Zielarzy 10, 84-240 Reda
Tel. 58 352 02 12
e-Mail: info@connectsolutions.pl
www.connectsolutions.pl



OLGA FASIECKA
koordynator Obszaru Programów Europejskich, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Operatorzy systemów elektroenergetycznych a nowy model rynku energii

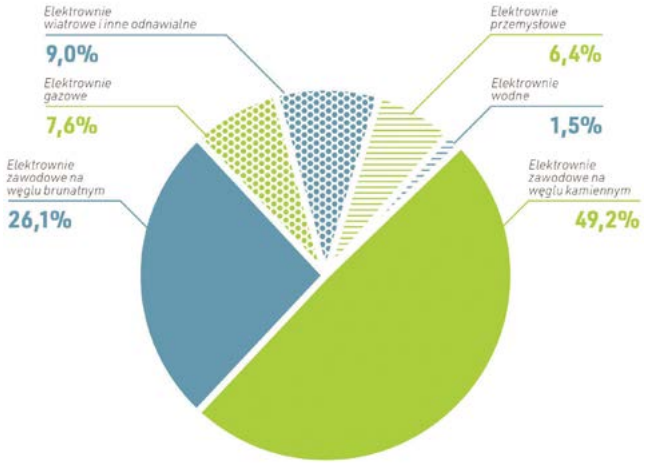
Na krajowy system elektroenergetyczny składają się trzy kluczowe obszary: wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii. Setki tysięcy stacji i tysiące kilometrów linii energetycznych służą zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Oprócz istotnych aspektów technicznych urządzeń służących do wytwarzania czy przesyłania energii elektrycznej ważna jest także rola operatorów systemów elektroenergetycznych, w szczególności w świetle nowych regulacji Unii Europejskiej.

• PRODUKCJA I ZUŻYCIE ENERGII

Produkcja energii elektrycznej w 2019 roku wyniosła 158,8 TWh i zdecydowana większość (75,4%) została wytworzona z paliw konwencjonalnych, takich jak węgiel kamienny oraz brunatny. Nastąpił tu wyraźny spadek w stosunku do roku 2018 – o 3,9%, a to przełożyło się na rekordową wartość jej importu – 10,6 TWh, co stanowi 6,3% zużycia (wzrost o 85% w stosunku do 2018 roku). Zużycie energii w 2019 roku było na poziomie 169,3 TWh, czyli również mniejsze niż rok wcześniej (o 0,9%), mimo prognoz, które wskazywały na systematyczny wzrost zapotrzebowania. Największy udział w strukturze produkcji energii elektrycznej miały elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym, ich udział ogółem wyniósł 49,2% (78,2 TWh, o 5% mniej niż w 2018 roku), elektrowni wykorzystujących węgiel brunatny zaś 26,1% (41,5 TWh, o 15% mniej niż w 2018 roku). Zanotowano natomiast wyraźny wzrost wytwarzania energii z elektrowni zawodowych opalanych gazem – ich udział ogółem wyniósł 7,6%.



1 Produkcja i zużycie energii elektrycznej [TWh], dane na koniec 2019 roku [4]



2 Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej na koniec 2019 roku [4]

Moc zainstalowana w elektrowniach krajowych wzrosła w 2019 roku o 1,9% i wyniosła 46 798 MW. Struktura udziału poszczególnych rodzajów elektrowni w łącznej mocy zainstalowanej jest podobna do struktury produkcji energii: największy przyrost – o 19,6%, wystąpił w tych opalanych gazem – o 13,1%, wzrosła także moc wiatrowych i innych odnawialnych (miały one również największy przyrost mocy w wartościach bezwzględnych – 869 MW), spadek odnotowano natomiast dla tych pracujących na węglu brunatnym – o 4,2%, kamiennym – o 0,3%, oraz przemysłowych – o 1,7%.

• ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

Moc zainstalowana OZE na koniec 2019 roku wzrosła o 512 MW, do poziomu 9106 MW, a największy w tym udział miała fotowoltaika – 344 MW (co stanowi 70% przyrostu). Największą produkcję w segmencie OZE nadal zapewnia energetyka wiatrowa.
Rok 2019 był wyjątkowy, ponieważ przyłączono do sieci ponad 100 000 mikroinstalacji, czyli prawie dwa razy tyle, ile wszystkich razem we wcześniejszych latach – na koniec 2019 roku było ich prawie 155 000, o mocy zainstalowanej 990,5 MW, z czego prawie całość stanowiły panele fotowoltaiczne. Zdecydowana większość właścicieli mikroinstalacji to prosumenci, ich liczba wzrosła do 149 308 i wprowadzili oni do sieci 324,3 GWh energii elektrycznej. Dla systemu elektroenergetycznego nie jest to wartość istotna, ale dla dystrybutorów oznacza konieczność dostosowania sieci do dwukierunkowego przepływu energii.



3 Liczba przyłączonych OZE [szt.], dane na koniec 2019 roku [4]

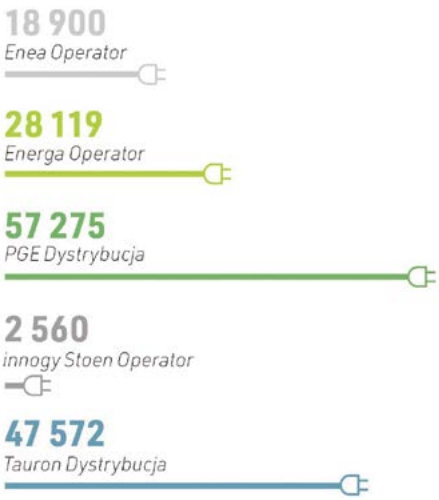
ETC GROUP



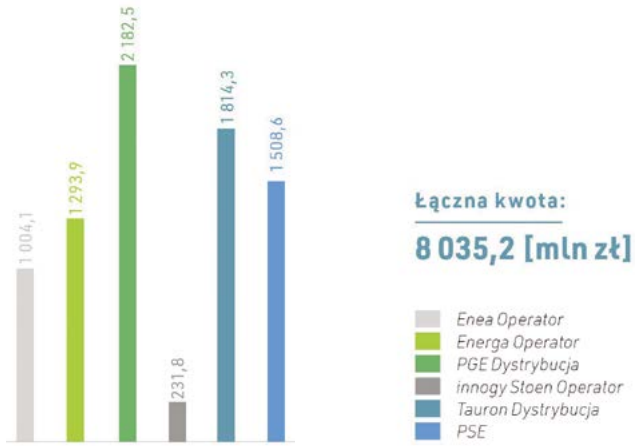
Projekt graficzny:
formyotwarte.pl

GWARANTUJEMY ZASILANIE

ETC plus sp. z o.o.
ul. Drukarska 14
27-400 Ostrowiec Świętokrzyski
+48 41 26 36 811
etcplus@etc.pl
www.etc.pl



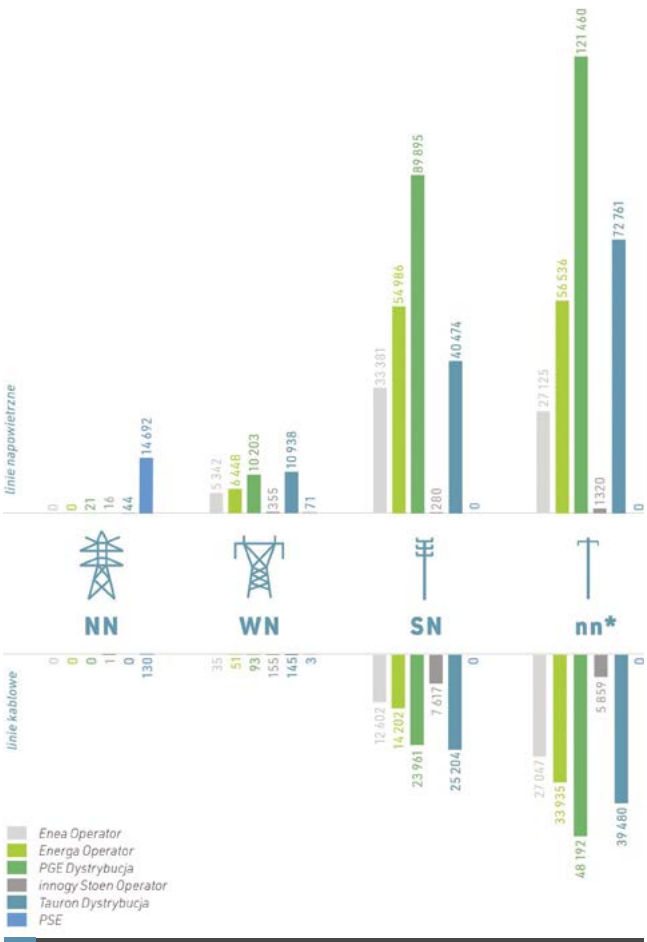
4 Liczba przyłączonych mikroinstalacji [szt.], dane na koniec 2019 roku [4]



6 Kwota zrealizowanych inwestycji przez operatorów sieci w 2019 roku [4]

• INWESTYCJE W INFRASTRUKTURĘ

Rok 2019 był kolejnym, w którym polscy operatorzy systemów elektroenergetycznych realizowali duże programy inwestycyjne. Kontynuowano projekty rozpoczęte w poprzednich latach i inicjowano nowe. Spółki finansowały przedsięwzięcia zarówno ze środków własnych, jak i z zewnętrznych, głównie unijnych. W sumie w 2019 roku na inwestycje wydano 8035,2 mln zł.



5 Długość linii energetycznych [km], dane na koniec 2019 roku [4]

Aby codzienne życie mogło toczyć się w normalnym trybie, niezbędne jest niezawodne dostarczanie energii. Każdy z elementów sieci elektroenergetycznej, urządzeń lub systemów, które pełnią określone funkcje, cechuje się pewną niezawodnością. W systemach elektroenergetycznych wiąże się ona ze zdolnością dostarczania klientom energii elektrycznej w określonych warunkach, miejscu i czasie. W celu jej zwiększenia stosuje się różnego rodzaju nowe technologie i rozwiązania, przykładowo zastępuje się sieci napowietrzne kablowymi (w szczególności sieci średnich napięć). Wynika to przede wszystkim z analiz wskazujących, że linie napowietrzne w znaczniej mierze odpowiadają za większą awaryjność. Z tego powodu w planach inwestycyjnych operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) kablowanie sieci SN jest jednym z priorytetów – w 2019 roku odnotowano wzrost w tym zakresie – o 0,94%, do wartości 27,6%.

• CZYSTA ENERGIA DLA WSZYSTKICH EUROPEJCZYKÓW

Konieczność utrzymania konkurencyjności Unii Europejskiej, przyśpieszenie procesu przejścia na czystą energię poprzez modernizację europejskiej gospodarki oraz obserwacja zmian trendów technologicznych na rynku energii elektrycznej stały się inspiracją do opracowania przez Unię Europejską nowego pakietu energetycznego pod nazwą „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków". Nowy model rynku energii wyznacza operatorom systemów dystrybucyjnych jeszcze bardziej istotne niż dotychczas role i zadania. Nie będą oni już tylko neutralnym wsparciem dla rynku energii, lecz staną się wkrótce czołowymi podmiotami w wielu obszarach – m.in. innowacji, magazynowania energii, smart grid, efektywności energetycznej, elektromobilności oraz współpracy z prosumentami i odnawialnymi źródłami energii.
Wyzwania klimatyczne i energetyczne Unii Europejskiej to główny motor budowy bardziej konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego systemu energetycznego oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku. Zakłada się zmniejszenie ich wydzielania przynajmniej o 40% w stosunku do poziomu z 1990 roku, przy równoczesnym zwiększeniu efektywności energetycznej o 32,5% i wzroście udziału energii ze źródeł



Innowacje Atlas Copco

Firma Atlas Copco od zawsze stawia na pierwszym miejscu nowatorskie i przełomowe rozwiązania.

Napisz do nas i poznaj nasze premierowe maszyny!

maszyny.przewozne@pl.atlascopco.com

www.atlascopco.pl



QAS VSG

generator prądu ze zmienną prędkością obrotową



HiLight Z3

maszty oświetleniowe zasilane nowoczesnymi akumulatorami



ZeEnergie

magazyn energii w technologii nowoczesnych akumulatorów

odnawialnych do 32% końcowego zużycia. Efektem będzie stały wzrost instalowanych mocy w OZE, co z kolei wpłynie na przyszły kształt rynku energii i rolę operatorów systemów dystrybucyjnych na rynku.

PAKIET ENERGETYCZNY Z NOWYMI WYZWANIAMI

Nowy unijny pakiet energetyczny „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" składa się z czterech dyrektyw i rozporządzeń dotyczących efektywności energetycznej, promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, wspólnych zasad rynku wewnętrznego, gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze elektroenergetycznym, zarządzania unią energetyczną i funkcjonowania Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Obecnie w krajach Unii Europejskiej trwa implementacja przepisów, które wprowadzają wiele zmian na rynku energii elektrycznej. Po pierwsze – aktualizują ramy prawne funkcjonowania i rozwoju rynku detalicznego, zmieniając istniejące lub wprowadzając nowe elementy, np. w zakresie warunków umownych, rozliczeń, prawa do zmiany sprzedawcy czy obiektywnego porównania ofert w zakresie cen energii, jednego punktu informacyjnego oraz odbiorców wrażliwych. Nowe wytyczne kładą też nacisk na wdrożenie rozwiązań aktywizujących użytkowników rynku energii, umożliwiając im udział we wszystkich jego elementach: wytwarzaniu, magazynowaniu, odbiorze i sprzedaży oraz funkcjonowaniu na rynku poprzez aktywność grupową w ramach różnego rodzaju wspólnot energetycznych i grup prosumenckich. Przepisy wprowadzają też ramy prawne dla nowych aktywności, takich jak magazynowanie, elektromobilność, agregacja i oferowanie usług elastyczności. W ramach pakietu utrzymano również dotychczasową preferencję wspierania rozwoju generacji rozproszonej – odnawialnych źródeł energii – oraz zaktualizowano ramy prawne dla wdrożenia liczników inteligentnych i zarządzania danymi pomiarowymi.

Główne zagadnienia pakietu:

- poszerzenie polityki informacyjnej,
- wyposażenie odbiorców końcowych w inteligentne liczniki,
- rozszerzenie aktywnego udziału odbiorców w rynku,
- wspólnoty energetyczne,
- rozwój i upowszechnianie usług agregacji,
- lokalne obszary bilansowania i usługi elastyczności,
- magazynowanie energii,
- elektromobilność,
- inteligentne sieci,
- ceny dynamiczne dla energii elektrycznej,
- decentralizacja procesów.

WYZWANIA DLA OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

Wiele nowych elementów rynku energii przedstawionych w pakiecie dotyczy działalności operatorów systemów dystrybucyjnych. W trakcie tworzenia przepisów zauważono dokonujący się postęp technologiczny, gwałtowny rozwój generacji rozproszonej i zmianę sposobu funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Nowe aktywności na rynku energii będą realizowane w znacznej mierze w sieci dystrybucyjnej i jego rozwój nie będzie możliwy bez zaangażowania w ten proces operatorów systemów dystrybucyjnych. W związku z tym pakiet wprowadza wiele nowych elementów w działalność OSD. Powstanie m.in. europejskie stowarzyszenie operatorów systemów dystrybucyjnych (EU DSO), działające na zasadach analogicznych do stowarzyszenia operatorów systemów przesyłowych (ENTSO-e). Pozwoli to na aktywny i sformalizowany ich udział w tworzeniu prawa na europejskim rynku energii elektrycznej (np. kodeksów sieci i wytycznych). Staną się także neutralnym podmiotem zapewniającym prawidłowe funkcjonowanie rynku detalicznego energii elektrycznej i umożliwiającym rozwój nowych funkcjonalności i aktywności. Ponadto pakiet poruszył takie kwestie, jak: współpraca operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego, rozwój sieci w kierunku rozwiązań inteligentnych, możliwość pozyskania usług elastyczności przez OSD oraz warunki ich udziału w nowych aktywnościach na rynku energii (elektromobilność czy magazynowanie energii elektrycznej).

Priorytety operatorów systemów dystrybucyjnych do 2030 roku:

- przygotowanie nowego modelu funkcjonowania operatorów systemów dystrybucyjnych na zmieniającym się rynku energii,
- opracowanie modelu regulacji OSD gwarantującego realizację nowych wyzwań, obowiązków i zadań,
- bilansowanie lokalne z uwzględnieniem nowych podmiotów,
- zakup usług systemowych przez operatorów systemów dystrybucyjnych,
- przygotowanie OSD do współpracy sieci związanej z rozwojem źródeł rozproszonych,
- wykorzystanie elastyczności w systemach dystrybucyjnych,
- współpraca z użytkownikami systemu we wspólnotach energetycznych,
- zadania związane z elektromobilnością,
- wykorzystanie magazynów energii,
- zarządzanie danymi w kontekście: użytkowników systemu, prowadzenia ruchu, planowania rozwoju i bilansowania lokalnego,
- współpraca z otoczeniem naukowym w obszarze innowacyjnych rozwiązań i nowych technologii.

NOWY MODEL FUNKCJONOWANIA OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

W przyszłości OSD, oprócz pełnienia dotychczasowych funkcji, będą kreować i wspierać rozwój rynku, w szczególności w obszarze lokalnym, a także odgrywać główną rolę w implementowaniu innowacji w sieciach dystrybucyjnych. Stanie się to możliwe, gdy dynamiczny system zastąpi ten tradycyjny, oparty na scentralizowanym wytwarzaniu oraz przewidywalnych zachowaniach użytkowników. Rynek będzie składał się z części detalicznej (zarządzanej przez operatorów systemów dystrybucyjnych) oraz systemowej (zarządzanej przez operatora sieci przesyłowej). Sieć dystrybucyjna zostanie wystandaryzowana w kierunku sieci inteligentnej, nastąpi rozbudowa mechanizmów lokalnego bilansowania systemu oraz wykorzystania e-usług i nowych kanałów komunikacji. OSD nadal będą zapewniać bezstronne i transparentne zasady użytkowania, wytwarzania i magazynowania energii oraz zarządzania własnym potencjałem energetycznym.

zolmot energia

Jesteśmy dostawcą systemów zasilania z ponad 25-letnim doświadczeniem. Specjalizujemy się w systemach zasilania awaryjnego i gwarantowanego oraz układów towarzyszących. Oferujemy agregaty prądotwórcze, bezprzerwowe zasilacze awaryjne, systemy baterii i magazyny energii, układy kompensacji mocy i harmonicznych. Zapewniamy wsparcie techniczne, usługi projektowe, montaż, serwis gwarancyjny oraz pogwarancyjny.



Agregatu prądotwórcze
w wersji zewnętrznej oraz do zabudowy w pomieszczeniu wraz z układami towarzyszącymi





Zasilacze UPS
o różnym czasie autonomii do zasilania awaryjnego aplikacji krytycznych



Filtry aktywne
do kompensacji mocy biernej i zniekształceń harmonicznych



Magazyny energii
na bazie baterii litowo-jonowych z falownikami jako rozwiązania kontenerowe oraz do instalacji w pomieszczeniu.

Zolmot Energia
Ul. Okrężna 11
62-025 Kostrzyn Wlkp.
T: 61 8178 973
F: 61 8178 738
E: biuro@zolmotenergia.com.pl

REGULACJA GWARANTUJĄCA REALIZACJĘ WYZWAŃ

Dzięki implementacji pakietu energetycznego powstaną warunki prawno-regulacyjne pozwalające na stworzenie systemu gwarantującego równoważenie interesów wszystkich uczestników rynku. Stabilność funkcjonowania operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie przychodów zostanie zapewniona poprzez pokrycie kosztów stałych, ewolucję modelu wyznaczania średniego ważonego kosztu kapitału (WACC) i jego zwrotu, mechanizm konta regulacyjnego, indeksację kosztów operacyjnych, cenę energii na straty oraz czytelny mechanizm zakupu usług systemowych.

BILANSOWANIE LOKALNE

Zgodnie z zapisami unijnego pakietu energetycznego na potrzeby pracy i rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych wykorzystany zostanie potencjał rozproszonych źródeł energii. Powstaną podstawy techniczne rozwoju tego typu systemów i zostanie zdefiniowana ich nowa rola jako elementu bilansowania, które od strony technicznej będzie prowadzone w zakresie lokalnym i regionalnym. OSD zajmą się koordynacją całej sieci dystrybucyjnej, będą brać udział w bilansowaniu handlowym, a także świadczyć usługi bilansowania na rzecz operatora sieci przesyłowej oraz współpracować z innymi podmiotami w ramach inicjatyw lokalnych.

ROZWÓJ ŹRÓDEŁ ROZPROSZONYCH

Dokument „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" porusza istotne aspekty rozwoju rozproszonych źródeł wytwórczych, które będą wykorzystywane w zarządzaniu siecią dystrybucyjną. Planowane jest m.in. sieciowe wsparcie ich integracji oraz wykorzystanie dostępnych usług elastyczności. Rosnąca liczba rozproszonych źródeł energii spowoduje konieczność realizacji trudnego do zaprogramowania dwukierunkowego przepływu energii, co wpłynie na zarządzanie i eksploatację sieci. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wdrożą odpowiednie funkcjonalności sieci inteligentnych, w tym nowoczesne rozwiązania IT. W zarządzaniu pracą sieci oraz planowaniu jej rozwoju uwzględnieni będą aktywni klienci.

ELASTYCZNOŚĆ W SYSTEMACH DYSTRYBUCYJNYCH

Na potrzeby pracy i rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych zostaną wykorzystane potencjał rozproszonych źródeł energii, zamówienia na usługi elastyczności, pozwalające zarządzać ograniczeniami systemowymi sieci na obszarze dystrybucyjnym od dostawców wytwarzania rozproszonego, a także odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych, jako zarządzający rynkiem detalicznym, będą wykorzystywać skutki decentralizacji wytwarzania oraz aktywność użytkowników.

WSPÓŁPRACA ZE WSPÓLNOTAMI ENERGETYCZNYMI

W nowym pakiecie energetycznym przewidziano także współpracę w zakresie bilansowania obszaru lokalnego, opracowanie nowych produktów i usług niezbędnych do efektywnego zarządzania siecią oraz aktywizację użytkowników sieci. Operatorzy systemów dystrybucyjnych, zachowując bezstronność i transparentność, podejmą współpracę ze wspólnotami energetycznymi, które otrzymają zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Preferowane będą inicjatywy w formule mikrosieci, a wspólnoty otrzymają status odrębnych uczestników rynku.

WYZWANIA ELEKTROMOBILNOŚCI

OSD nadal będą realizować funkcje i zadania związane z rozwojem elektromobilności, m.in. ze względu na fakt, że już obowiązująca ustawa nakłada na nich obowiązek postawienia minimalnej liczby punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Planuje się kontynuację aktywnej współpracy z samorządami przy budowie infrastruktury. Przy wyznaczaniu lokalizacji ogólnodostępnych stacji ładowania będą brane pod uwagę możliwości sieci oraz zapotrzebowanie na te usługi w danym miejscu. Dystrybutorzy będą badać wpływ elektromobilności na sieć oraz identyfikować potencjał rozwoju nowych usług.

MAGAZYNY ENERGII

Planuje się poprawę parametrów pracy sieci dystrybucyjnej poprzez ustalenie kryteriów formalnych i technicznych przyłączania oraz pracy magazynów energii. Powstaną uregulowania dotyczące zasobników należących do operatorów systemów dystrybucyjnych i zostaną określone ich role. Planowana jest także współpraca z użytkownikami sieci w zakresie wykorzystania magazynów energii niebędących własnością operatorów. W pracy sieci uwzględnione zostanie przesunięcie czasowe w wymianie energii zgromadzonej w magazynie.

ZARZĄDZANIE DANYMI

W dokumencie przewiduje się zapewnienie sprawnego przepływu danych, a także ich optymalnego wykorzystania w bieżącej pracy sieci oraz planowaniu jej rozwoju i rynku energii elektrycznej. Opomiarowanie ma stanowić podstawę budowy sieci inteligentnej, planuje się wdrożenie nowych kanałów komunikacji czy miejsca gromadzenia i przetwarzania danych. Operatorzy zajmą się instalacją i kontrolą liczników, a także pomiarami. Masowe opomiarowanie liczników zdalnego odczytu odbiorców końcowych (ok. 80%) stanowić będzie podstawę do ich aktywizacji.

Artykuł został przygotowany na podstawie raportu branżowego Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej „Energetyka. Dystrybucja i przesył", który jest dostępny na stronie internetowej www.raport.ptpiree.pl.

Literatura

1. „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2018", Agencja Rynku Energii, Warszawa 2019.
2. „Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2019", Agencja Rynku Energii, Warszawa 2020.
3. Raport zawierający zbiorcze informacje dotyczące energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w 2019 roku, URE, 2020.
4. Raport „Energetyka. Dystrybucja i przesył", Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.
5. Strony internetowe www.pse.pl oraz www.ure.gov.pl.

Fińska jakość od 1971 roku

I-VALO XENRE60, XENRE70, XENRE80®

ROZWIĄZANIE OŚWIETLENIOWE XENRE Z DOSKONAŁYM STRUMIENIEM ŚWIETLNYM DO WYSOKICH PRZESTRZENI

» Rozwiązanie oświetleniowe XENRE do stosowania w wysokich temperaturach **(Ta +60°C, +70°C, +80°C)**
» Strumień świetlny: **15 400 - 31 400 lm**
» Moc pobierana: 139 W - 289 W
» Oddzielny moduł sterowania
» Moduł świetlny jest wyposażony w system szybkich połączeń QPD
» Stopień ochrony: IP66 (z filtrem GORE), IP65 (z innymi filtrami I-Valo)
» Materiał korpusu: Odlewane aluminium powlekane poliestrem, ożebrowana rama wykonana z powlekanej blachy
» Materiał osłony: Bezpieczne szkło hartowane (przeźroczyste lub szronione) lub poliwęglan (PC)
» Sterowanie: DALI-2 lub WŁ./WYŁ.







WWW.I-VALO.COM

I-Valo Oy | Jussi Veijola, Sales Director | +358 40 5490 155 | jussi.veijola@i-valo.com

Wykorzystywanie transformatorów o niskim poziomie hałasu do obniżania kosztów budowy stacji elektroenergetycznych

Tradycyjne metody redukcji hałasu wytwarzanego przez transformatory energetyczne polegają zwykle na umieszczaniu ich w stacjach wnętrzowych bądź wznoszeniu ekranów akustycznych, co generuje dodatkowe koszty inwestycji. Jednak coraz większą popularność zdobywają specjalnie projektowane urządzenia, które są cichsze i mają mniejszy wpływ na środowisko.

• PROJEKTOWANIE I BUDOWA STACJI ENERGETYCZNYCH

Obecnie większość przetargów na budowę stacji energetycznych wygrywają firmy oferujące najniższe ceny realizacji prac. Tendencja do redukcji kosztów inwestycji utrzymuje się już od dłuższego czasu. Jednocześnie wszystkie realizacje muszą spełniać rygorystyczne kryteria co do dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku. W Polsce wymagania te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (DzU z 2014 r., poz. 112, z późn. zm.). Firmy wykonawcze, chcąc spełnić zawarte w normie wytyczne, muszą wprowadzić odpowiednie standardy techniczne do projektowania i budowy stacji elektroenergetycznych.

Projektanci powinni brać pod uwagę aspekty związane z dopuszczalnymi poziomami hałasu już na etapie projektu stacji i przed ewentualnym składaniem ofert na ich budowę. Istnieją również wymagania, aby w dokumentacji, w części dotyczącej aspektów środowiskowych, ująć analizę rozkładu hałasu na podstawie krzywej izofonicznej na mapie (planie projektowym). Po zakończeniu prac budowlanych i montażowych należy wykonać pomiary hałasu na granicy nieruchomości stacji, a w przypadkach uzasadnionych uwarunkowaniami lokalnymi – w obiektach znajdujących się w pobliżu.

Na rynku europejskim dostrzegalny jest trend wykonywania analiz wpływu hałasu i poszczególnych rozwiązań redukcji jego emisji przed przystąpieniem do budowy stacji elektroenergetycznych. Takie rozważania przed wykonaniem projektu mogą wykazać brak konieczności wznoszenia stacji wnętrzowych do zabudowywania głośnych transformatorów na rzecz budowy stacji napowietrznych z zainstalowanymi transformatorami o niskim poziomie hałasu. Rozwiązanie to generuje duże oszczędności dla całej inwestycji, a także pozwala zadbać o środowisko poprzez wytwarzanie mniejszej ilości materiałów i przy tym odpadów powstających przy wznoszeniu budynków stacyjnych. Zastosowanie na zewnątrz cichych transformatorów bez budowy ścian dźwiękoszczelnych na stacjach projektowanych jako napowietrzne należy poprzedzić wstępną analizą projektu, która określi, czy nie wystąpią przekroczenia wymaganych rozporządzeniem poziomów hałasu. Warto przekazać zapytanie ofertowe z określonymi parametrami technicznymi bezpośrednio do producenta transformatorów, który ma możliwości technologiczne wyprodukowania cichych urządzeń. Na podstawie obliczeń i dzięki doświadczeniu producenta można zbudować transformator mocy o wskazanych przez projektanta stacji parametrach poziomu hałasu urządzenia.



1 Cichy transformator 16 MVA zainstalowany w Niemczech, w strefie mieszkalnej jednorodzinnej w stacji napowietrznej bez ścian dźwiękoszczelnych

• DZIAŁANIA MINIMALIZUJĄCE EMISJĘ HAŁASU PRZEZ TRANSFORMATORY

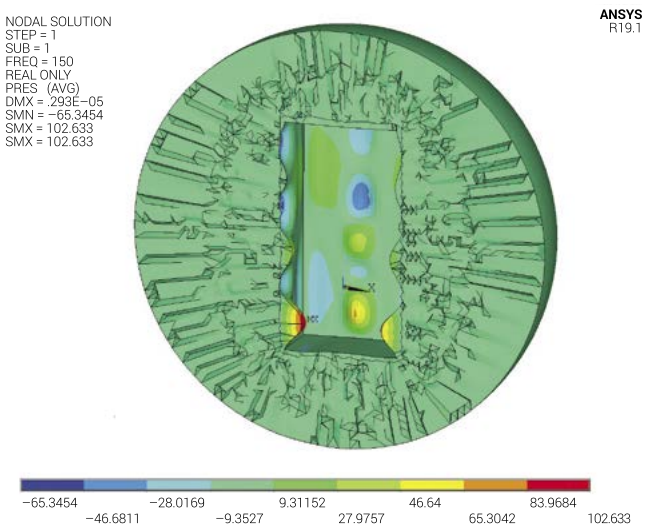
Należy podkreślić, że wysoki poziom hałasu ma negatywny wpływ na zdrowie ludzi i jakość ich życia. Szum transformatora jest szczególnie uciążliwy ze względu na jego kompozycję tonalną. Dlatego też w środowisku otaczającym stacje elektroenergetyczne okoliczni mieszkańcy protestują przeciw występowaniu tego zjawiska, często doprowadzając do konieczności budowy ekranów akustycznych lub nawet wymiany samych transformatorów na nowe, co generuje duże koszty. Hałas transformatora to wieloaspektowy problem, który należy rozwiązać całościowo. Dlatego kluczowi producenci transformatorów mocy przykładają znaczną wagę do produkcji urządzeń o niskiej generacji hałasu. Respektowanie wysokich wymagań stawianych przez klientów europejskich wpłynęło na rozwój tego aspektu technicznego jako oddzielnego działu rozwoju firm. Producenci inwestują duże środki finansowe i zatrudniają specjalistów, których wiedza jest wykorzystywana jedynie do kontroli i analizy emitowanego hałasu każdego wyprodukowanego transformatora.

Tego typu strategię rozwoju stosuje firma KOLEKTOR ETRA ze Słowenii, produkująca transformatory o mocy do 500 MVA i napięciu do 400 kV.

Artykuł promocyjny



2 Cichy transformator pracujący w strefie mieszkalnej wielorodzinnej na stacji w Niemczech



3 Pole ciśnienia akustycznego w otoczeniu kadzi przy częstotliwości 150 Hz

TRANSFORMATORY O NISKIM POZIOMIE HAŁASU

Kontrola hałasu transformatora składa się z kilku różnych działań na etapie projektowania, produkcji i prób odbiorczych w fabryce (FAT). Na pierwszym z nich stosowane są autorskie narzędzia symulacyjne, które pozwalają uzyskać optymalną konstrukcję. Stosując nowatorskie urządzenia pomiarowe i zaawansowane metody badawcze, firma KOLEKTOR ETRA jest w stanie uzyskać zaprojektowane charakterystyki już podczas produkcji. Pomiary hałasu są wykonywane na etapie FAT przy użyciu kilku nowoczesnych urządzeń, takich jak SONAH (optymalna statystycznie holografia akustyczna bliskiego pola), i systemów pomiaru natężenia dźwięku. Firma ma również wyizolowane laboratorium o bardzo niskim poziomie tła hałasu, umożliwiające przeprowadzanie rzetelnych pomiarów w fabryce.

Transformatory ciche przechodzą zmodyfikowany cykl projektowy, w którym przeprowadza się dodatkowe symulacje z wykorzystaniem niestandardowych modeli numerycznych i specjalnego oprogramowania TrafoS. Wykonuje się je dla każdej większej zmiany konstrukcji, aż do osiągnięcia optimum korzyści projektowych. Podczas badań brany jest pod uwagę hałas transformatorów generowany w stanie jałowym, obciążeniowym i od osprzętu pomocniczego, np. wentylatorów układu chłodzenia (jeśli występują). Testowane są również wybrane, kluczowe w tym aspekcie materiały.

W tab. 1 przedstawiono kilka przykładów poziomów mocy akustycznej $L_w(A)$ i ciśnienia akustycznego $L_p(A)$ transformatorów dla standardowych mocy urządzeń instalowanych w stacjach elektroenergetycznych. Są to parametry istniejących urządzeń, które można dodatkowo obniżyć po analizie innych danych technicznych, dopasowując je do wymagań zamawiającego.

TAB. 1. POZIOM HAŁASU TRANSFORMATORÓW WYPRODUKOWANYCH PRZEZ FIRMĘ KOLEKTOR ETRA

Moc [MVA]	Hałas emitowany przez transformator			
	stan jałowy		stan obciążeniowy	
	$L_p(A)$ [dB]	$L_w(A)$ [dB]	$L_p(A)$ [dB]	$L_w(A)$ [dB]
16	38	57	36	56
25	41	58	44	62
40	39	60	43	64

Zaprezentowane w tabeli poziomy ciśnienia akustycznego transformatorów umożliwiają ich instalację w stacjach napowietrznych, oczywiście z uwzględnieniem przez projektantów wszystkich aspektów środowiskowych projektu.

Zapraszamy do kontaktu w celu przedstawienia oferty na nowoczesne ciche transformatory, które dadzą możliwość ich implementacji w najbardziej wymagających projektach.

MGR INŻ. JAROSŁAW KOT

POWER MASTERS

Przedstawicielstwo KOLEKTOR ETRA d.o.o. w Polsce
Jarosław Kot
tel. +48 884 881 810
jaroslaw.kot@powermasters.pl
www.powermasters.pl

KOLEKTOR ETRA

KOLEKTOR ETRA d.o.o.
Daria Tumanova
daria.tumanova@kolektor.com
tel. +386 309 959 72
Marta Rychlewski
marta.rychlewski@kolektor.com
tel. +386 304 813 81
www.kolektor-etra.si/en/



DR HAB. MARIUSZ RUSZEL, PROF. PRz
pracownik badawczo-dydaktyczny w Katedrze Ekonomii na Wydziale Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukaszewicza



PRZEMYSŁAW OGAREK
student studiów II stopnia bezpieczeństwa wewnętrznego w specjalności bio- i cyberbezpieczeństwo na Wydziale Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza



DOMINIK MICHALIK
student studiów II stopnia bezpieczeństwa wewnętrznego w specjalności bio- i cyberbezpieczeństwo na Wydziale Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukaszewicza

Bezpieczeństwo energetyczne a wspólny rynek energii UE

Od 1996 roku Unia Europejska wprowadza szereg unormowań prawnych w celu ujednolicenia i liberalizacji wewnętrznego rynku energii. Rozwiązania te mają służyć m.in. regulacji i przejrzystości rynku, który będzie charakteryzować się sprawiedliwym dostępem do energii, zapewnieniu wysokiego poziomu ochrony konsumentów, wspieraniu połączeń międzysystemowych i zagwarantowaniu odpowiedniego poziomu dostaw.

W dobie wszechobecnej cyfryzacji i rozwoju technologicznego odpowiednio funkcjonujący sektor energetyczny stanowi priorytetowy czynnik stabilności gospodarki każdego państwa. Obecnie to wysoki rozwój krajowego przemysłu energetycznego decyduje o sile i dominacji na arenie międzynarodowej. Państwa dysponujące bogatymi złożami surowców energetycznych lub wysoko rozwiniętym, nowoczesnym i proekologicznym sektorem wytwarzania energii są niezależne od wpływów z zewnątrz – mają możliwość kreowania międzynarodowej polityki zgodnie ze swoimi interesami.
Wypracowana na poziomie unijnym zasada rynkowa, polegająca na swobodnym przepływie towarów, osób, usług oraz kapitałów, została wdrożona do sektora energii. Założenie związane z budową dla niego wspólnego rynku w UE ma na celu stworzenie „autostrad energetycznych", których podstawą jest rozbudowana infrastruktura przesyłowa surowców energetycznych oraz energii elektrycznej. Jednakże taka konstrukcja logiczna stwarza zarówno szanse, jak i zagrożenia dla poszczególnych państw Unii Europejskiej. Zwłaszcza przy założeniu, że celem polityki energetycznej każdego kraju jest dążenie do osiągnięcia bezpieczeństwa energetycznego.

• BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Jest to pojęcie wielopłaszczyznowe, wieloznaczne oraz dynamiczne, klasyfikuje się jako rodzaj bezpieczeństwa ekonomicznego. Unia Europejska poprzez wejście w życie traktatu z Lizbony stworzyła podstawy prawne polityki energetycznej, której celem jest jego zapewnienie. Zgodnie z jej założeniami bezpieczeństwo energetyczne należy rozumieć jako zagwarantowanie funkcjonowania gospodarki przez ciągłość dostaw energii po odpowiedniej cenie, w sposób zrównoważony środowiskowo.
Jednocześnie wskazuje, że celem nie jest minimalizacja zależności energetycznej, lecz zmniejszenie ryzyka jej wystąpienia, dlatego też UE realizuje politykę dywersyfikacji – nie tylko źródeł i kierunków dostaw surowców energetycznych, lecz także struktury bilansu energetycznego.
Polityka energetyczna UE określana jest jako obszar kompetencji dzielonych pomiędzy państwa członkowskie a instytucje unijne, co wynika z art. 4 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Jednakże istotniejsze uprawnienia zostały zachowane przez rządy państw członkowskich, które w sposób dowolny kształtują swoją strukturę bilansu energetycznego. Oznacza to, że obszar energii jest polityczną grą różnorodnych interesów, często ze sobą sprzecznych.
Unijny rynek energetyczny jest bardzo podzielony – znajdują się w nim niezależne bogate państwa eksportujące surowce lub technologie odnawialnych źródeł energii, kraje tranzytowe, charakteryzujące się małą zasobnością złóż naturalnych, lecz korzystnym położeniem geograficznym (umożliwiającym czerpanie zysków z transportu paliw przez ich terytorium), a także państwa importujące surowce. Te ostatnie cechuje całkowite uzależnienie od pozostałych członków rynku. Tego typu charakterystyka zmusza europejskie władze do realizacji założeń, które mają zapewnić każdemu z członków UE sprawiedliwy, dający korzyści i pewność dostaw udział w rynku energetycznym. Obecnie stosuje się w tym celu przede wszystkim politykę dywersyfikacyjną źródeł dostaw, a także modernizuje strukturę wytwórczą. Zmiana dostawców surowców energetycznych lub rozszerzenie liczby źródeł dostaw znacząco wpływa na poprawę pozycji kraju na arenie międzynarodowej, szczególnie w przypadku najbardziej wykluczonych – państw importerów. Stale rozwijający się europejski wolumen importowy czyni UE bardziej niezależną. Modernizacja struktury wytwórczej i związane z tym inwestycje w rozbudowę infrastruktury produkującej energię ze źródeł odnawialnych również mają na celu zwiększenie poziomu bezpieczeństwa. Warto też wspomnieć, że ten schemat działania realizuje kolejne z założeń UE, a mianowicie dążenie do ograniczenia zanieczyszczania środowiska naturalnego.

ADEX
AGREGATY PRĄDOTWÓRCZE

Awaryjne zasilanie obiektów przemysłowych. Agregaty od 50 do 5000 kW.



Wynajem agregatów samojezdnych i stacjonarnych o mocy do 5000 kW

Szybkie dostawy sprzętu na terenie całej Polski

Agregaty przystosowane do zasilania urządzeń elektronicznych i pracy w synchronizacji

Duży wybór profesjonalnych agregatów prądotwórczych o mocy od 50 do 5000 kW



Agregaty

Niezawodne zasilanie i rozdział energii elektrycznej, doświadczona obsługa techniczna, całodobowa, profesjonalna pomoc.



Kable/najazdy

Wynajmujemy kable dla dużych mocy oraz bezpieczne najazdy – obciążenie aż do 7 ton



Rozdzielnie

Różnego typu rozdzielnie z zabezpieczeniami pozwalające na sprawną kontrolę nad urządzeniami zasilającymi.

Adex Agregaty Sp. z o.o.
ul. Spokojna 2
55-330 Źródła

NIP 9131616640
tel.: +48 601 725 970
e-mail: biuro@adexagregaty.pl

www.adexagregaty.pl

rys. M. Ruszel



1 Korytarz gazowy Północ-Południe na tle systemu przesyłowego gazu ziemnego Polski

WSPÓLNY RYNEK ENERGII

Unia Europejska, tworząc rynek wewnętrzny jako obszar pozbawiony granic, kierowała się czterema swobodami – przepływu towarów, osób, usług i kapitału. Zasadniczym celem instytucji unijnych było podniesienie konkurencyjności produktów, obniżenie ich ceny oraz zwiększenie dostępności dla obywateli. Działania ku liberalizacji rynku energii w UE rozpoczęły się pod koniec XX wieku, kiedy to większość rynków elektroenergetycznych i gazu ziemnego była zmonopolizowana. Trzy pakiety energetyczne zapoczątkowały szereg zmian w strategii krajów wspólnoty. W 1996 roku został opublikowany pierwszy – odnoszący się do rynku energii elektrycznej, a w 1998 roku nastąpiło jego zaktualizowanie o rynek gazu ziemnego. W późniejszych latach koncepcję wspólnego rynku energii definiowano dwukrotnie, a tym samym tworzono II oraz III pakiet energetyczny, odpowiednio w 2003 i 2009 roku. Unia przyjęła wiele aktów prawa wtórnego, które mają istotny wpływ na politykę energetyczną. W celu zapobiegania skutkom kryzysów gazowych oraz ich łagodzenia zostało przyjęte Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE. Jednocześnie, dążąc do wsparcia modernizacji i rozbudowy europejskiej infrastruktury energetycznej, UE przyjęła Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Dokumenty te miały zapewnić bezpieczeństwo energetyczne na wspólnym, zintegrowanym rynku energii. Założeniem Unii było także zapobieganie nieuczciwym działaniom na rynku hurtowym, dlatego przyjęto Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT).

III PAKIET ENERGETYCZNY

Obecny kształt wspólnego rynku energii Unii Europejskiej bazuje na przyjętym w 2009 roku III pakiecie energetycznym, na który składają się trzy rozporządzenia oraz dwie dyrektywy:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r., ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005,
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE,
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r., dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.

Pakiet ten wprowadza regulacje w zakresie oddzielenia działalności związanej z dostawami i produkcją od zarządzania sieciami. Oznacza to ograniczenie sytuacji, w której dostawca posiadający sieci będzie mógł blokować dostęp do nich i tym samym hamować rozwój konkurencji rynkowej. III pakiet wzmacnia również pozycję konsumentów oraz reguluje kwestie dotyczące dostępu różnych podmiotów do podziemnych magazynów gazu ziemnego oraz infrastruktury gazu skroplonego LNG. Na mocy jednego z rozporządzeń wchodzących w skład pakietu utworzona została Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). To właśnie jej powierzono zadania monitorowania rynku i kontrolowania przebiegu procesu integracji między operatorami systemów przesyłowych oraz zapewnienia właściwej koordynacji działań regulatorów. Pakiet przyczynił się również do zacieśnienia współpracy między operatorami systemów przesyłowych w wyniku utworzenia Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej ENTSO-E. W regulacjach pakietu zawarto kodeksy sieciowe, czyli dokładne wytyczne dotyczące sposobu kształtowania rynku energii, ujednolicono prawne kwestie dostępu do połączeń międzysystemowych energii elektrycznej oraz sprawowania kontroli nad tymi sieciami.

Wśród ośmiu zaproponowanych kodeksów najważniejszy dotyczył alokacji przepustowości i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi – CACM. Został on wdrożony do prawa unijnego Rozporządzeniem Komisji UE 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Jego głównym celem jest stabilna budowa i efektywne działanie europejskiego rynku energii elektrycznej – spot.

Kluczową funkcję w tym procesie pełnią krajowe organy regulujące rynek energetyczny, operatorzy systemów przesyłowych nadzorowani przez Komisję Europejską i ACER oraz giełdy o statusie NEMO (ang. *Nominated Electricity Market Operator*). Podczas prac nad rozporządzeniem CACM istotne okazały się tzw. wąskie gardła, stanowiące fizyczną barierę dla integracji rynków, które mają wpływ na cenę podczas zawierania transakcji międzynarodowych. Z tego względu wyznacznikiem wspólnego rynku energii będzie to, do jakiego stopnia ceny energii kształtowane na poszczególnych krajowych rynkach w UE zaczną się do siebie zbliżać. Zapadła zatem decyzja, by korzyści płynące z handlu energią były obliczane w sposób zalgorytmizowany. Schemat powinien maksymalizować korzyści ekonomiczne odbiorców i wytwórców, a także uwzględniać koszty oraz przychody związane z zarządzaniem istniejącymi ograniczeniami sieciowymi.

WYZWANIA NA WSPÓLNYM RYNKU ENERGII UE

Realizacja założeń wspólnego rynku energii stawia przed członkami UE wiele wyzwań. Są to przede wszystkim: stale rosnący wskaźnik importu, nadal niedostateczny poziom dywersyfikacji źródeł dostaw, wysokie i niestabilne ceny energii, zagrożenia bezpieczeństwa sektora energetycznego (w tym produkcji i tranzytu), pogłębiające się nieodwracalne zmiany klimatu, powolny rozwój efektywności energetycznej, nieprzystosowanie infrastruktury technicznej do szybkiego wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz niedostateczna integracja rynków energii państw członkowskich. Obecne działania na europejskim rynku energii skupiają się w głównej mierze na prowadzeniu transformacji energetycznej. Zgodnie z obranymi założeniami kraje UE do 2030 roku mają ograniczyć emisję gazów cieplarnianych o min. 40% (względem 1990 roku), uzyskać co najmniej 32% udziału energii z OZE (w całkowitym zużyciu energii) i zwiększyć o przynajmniej 32,5% efektywność energetyczną. Ponadto trwają dyskusje o znacznie wyższych celach na rok 2050, w którym według strategii Europejskiego Zielonego Ładu Europa stanie się neutralna dla klimatu. Głównym sektorem, od którego znacznej modernizacji zależy realizacja założonych celów, jest elektroenergetyka. To największe wyzwanie, zważywszy na fakt, że w dalszym ciągu wiele państw członkowskich bazuje na produkcji energii w elektrowniach węglowych. Obecnie na terenie UE działa 207 elektrowni tego typu, zlokalizowanych na terytorium 21 państw. Ich moc wytwórcza sięga ok. 150 GW. Najbardziej uzależnione od spalania węgla kamiennego i brunatnego są kraje Europy Środkowo-Wschodniej, w tym m.in. Czechy, Polska, Rumunia, Bułgaria. Sektor produkcji energii elektrycznej w państwach o tego typu charakterystyce wymaga wielu przemian, które potrzebują czasu i nakładu ogromnych funduszy. Nastawiona na osiągnięcie swoich celów Unia Europejska stara się natomiast w jak najszybszym tempie wpływać na zmianę struktury rynku w kierunku energetyki niskoemisyjnej.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Strategia zrównoważonego rozwoju wydaje się być jedynie pozornie przemyślana, gdyż napotyka na znaczne utrudnienia. Koszty związane z restrukturyzacją metod wytwarzania energii i wysokim poziomem emisji gazów cieplarnianych objawiają się w cenach produktu końcowego, przekładając się na powstawanie negatywnych zjawisk, w tym przede wszystkim: obciążanie budżetów domowych odbiorców energii, rozwój nierówności między poszczególnymi krajami oraz powstawanie ubóstwa energetycznego. Problem związany z wysokimi opłatami i powstające w jego skutek nierówności potwierdzają dane z raportu Komisji Europejskiej „Vulnerable Consumer Working Group", według którego szczególnie między Zachodem a obciążoną przez strukturę rynku Europą Środkowo-Wschodnią występują znaczne różnice w procentowych ilościach dochodu przeznaczanego na media energetyczne. Przeciętne gospodarstwo domowe w Niemczech wydaje na ten cel ok. 9% swojego budżetu, a przedstawiciele węgierskiego sektora aż 18%. Wysokie opłaty za energię i ich znaczący udział w budżecie gospodarstw domowych prowadzą w skrajnych przypadkach do powstawania zjawiska ubóstwa energetycznego. W chwili obecnej dotyka ono ok. 54 mln obywateli UE, co stanowi aż 11% ludności tej organizacji. Aby zapobiegać wymienionym wyżej negatywnym skutkom transformacji sfery energetycznej, wprowadzono JET Fund (ang. *Just Energy Transition Fund*) – instrument mający na celu niwelowanie nierówności społecznych. Za jego pośrednictwem Parlament Europejski zobowiązał się do przekazania 7,5 mld euro na rzecz pomocy regionom UE najbardziej dotkniętym przemianami struktury wytwarzania energii. Dodatkowo przewidział także zwiększenie tej sumy za pomocą wsparcia (do łącznej kwoty 30–50 mld euro) ze strony polityki spójności i środków krajowych. Dzięki tym funduszom transformacja energetyki w krajach członkowskich po przejściu odpowiednich procedur powinna przebiegać stabilniej. Obecnie ramy programu sięgają lat 2021–2027, jednakże planowana jest kontynuacja tego typu działań aż do 2050 roku, tak by Europa miała realną szansę stać się neutralna klimatycznie.

ROZWÓJ KONKURENCYJNOŚCI RYNKU ENERGII

Z wyżej przedstawionego geograficznego zróżnicowania charakterystyki wytwarzania energii, a co za tym idzie – jej ceny, wynika także inne wyzwanie realizacji polityki wspólnego rynku energii. Unia za jeden z filarów jej prowadzenia stawia sobie wspieranie rozwoju konkurencyjności. Ważnym aspektem jest również stworzenie jednej platformy, która umożliwi wspólny zakup surowców energetycznych, a także przyczyni się do zmniejszenia dysproporcji w cenach zakupu na terenie UE, ustalanych na podstawie czynników politycznych. Pozwoli to zminimalizować wykorzystanie surowców względem państw je importujących od jednego dostawcy. Możliwość wspólnego zakupu gazu ziemnego wzorowana jest na kryteriach stosowanych podczas wspólnego pozyskiwania przez UE uranu do funkcjonujących na jej terytorium elektrowni jądrowych.

Ponadto podejmowane są różnego rodzaju działania na giełdzie energii, czego przykładem jest powstanie NEMO, którego podstawowe zadanie stanowi zapewnienie na szczeblu europejskim stałej, niezakłóconej budowy i stabilnego funkcjonowania fizycznego rynku spot energii elektrycznej. Niestety, jak pokazuje praktyka, rynek potrzebuje kolejnych modernizacji. Gospodarki mniej narażone na opłaty związane z wysoką emisją gazów cieplarnianych, operujące znacznym procentowym udziałem OZE w krajowym bilansie energetycznym, stanowią ogromną konkurencję dla rynków, które w dalszym ciągu bazują głównie na energetyce konwencjonalnej. Różnicę pogłębiają kolejne decyzje UE dotyczące nakładania dodatkowych opłat związanych z emisją gazów cieplarnianych oraz braku funduszy unijnych na rozwój infrastruktury węglowej. Ponadto ze względu na niestabilność infrastruktury OZE państwa mające w danym okresie nadwyżki tzw. zielonej energii jeszcze chętniej ją eksportują. Przy wykorzystaniu interkonektorów wprowadzają one, najczęściej na rynki swoich sąsiadów, ogromne ilości taniego produktu, co bardzo negatywnie wpływa na przedsiębiorstwa wytwarzające prąd w tych państwach. Ograniczeniem skali tego procesu staje się przepustowość interkonektorów oraz zakontraktowanie ich przepustowości. Tego typu zjawisko obserwuje się obecnie również w Polsce, o czym świadczy wzrastający z roku na rok import energii. W 2019 roku wyniósł 10,6 TWh (co stanowiło 6,07% całkowitego krajowego zapotrzebowania), zaś rok wcześniej osiągnął 5,7 TWh, czyli prawie dwukrotnie mniej (co stanowiło jedynie 3,24% całkowitego krajowego zapotrzebowania). Ten szybki wzrost wynika pośrednio z tego, że na polski rynek docierają tanie dostawy prądu z zagranicy. Przykład ten świadczy o tym, że rynki, które czeka jeszcze wiele lat przemian strukturalnych, powinny być wspierane za pośrednictwem różnego rodzaju programów i instrumentów strategicznych, tak aby nie doszło do uzależnienia ich od dostawców z zagranicy. Jest to ważne ze względu na zachowanie zarówno bezpieczeństwa energetycznego, jak i niezależności politycznej danego podmiotu.

Tworzone połączenia międzysystemowe powinny służyć stabilizowaniu rynku energii, a nie tak, jak to obecnie bywa, jego stopniowemu monopolizowaniu. W związku z powyższym wśród członków UE trwa dyskusja, czy połączenia międzysystemowe mają być autostradami do przesyłania nieograniczonej ilości energii, czy „pasami przesyłania" w sytuacji kryzysowej, wynikającej z niedoboru energii. Z perspektywy państw Europy Zachodniej, głównie Republiki Federalnej Niemiec, priorytetowe znaczenie ma rozbudowa przepustowości połączeń międzysystemowych, tak aby stały się one autostradami energetycznymi. Z kolei państwa Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polska, preferują model, w którym interkonektory mają budować solidarność energetyczną i wzmacniać reagowanie kryzysowe, a nie uzależniać krajową energetykę od importu energii.

rys. Komisja Europejska, http://europa.eu



2 Państwa Europy Środkowo-Wschodniej narażone na nieuczciwe praktyki Gazpromu

CYBERBEZPIECZEŃSTWO

W dobie cyfryzacji rynku energii z roku na rok coraz większe znaczenie mają kwestie cyberbezpieczeństwa. Jak podaje raport RMS „Cyber Loss Experience Database" (CLED), w latach 2007–2018 zanotowano 60 000 ataków cybernetycznych w sektorze prywatnym i publicznym. Szczególnie narażone na tego typu działania były obiekty należące do infrastruktury krytycznej. Skutki przejęcia nad nimi kontroli mogą szybko rozprzestrzenić się na ogromne obszary, całkowicie paraliżując tereny, na których funkcjonuje cel cyberataku.

Przypadki ataków

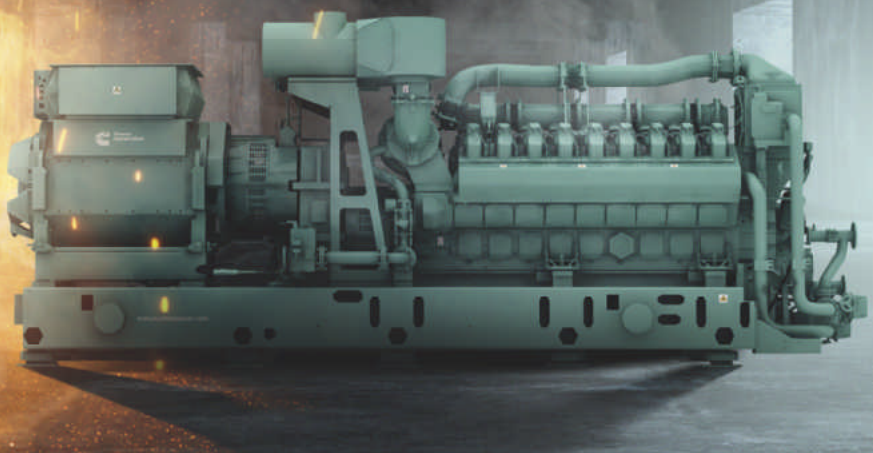
Powszechnie znanym na świecie atakiem cybernetycznym na tego typu obiekty był ten z 2010 roku, przeprowadzony na elektrownię jądrową w Iranie za pomocą wirusa o nazwie Stuxnet. W 2015 roku o niebezpieczeństwie takich napaści przekonała się także Ukraina – w wyniku ataku na jej sieci przesyłowe blisko 225 000 osób zostało pozbawionych energii elektrycznej. Rok później ukraiński rynek elektroenergetyczny doznał kolejnych ataków, wskutek których dostaw prądu pozbawiono 700 000 osób. W 2016 roku w systemach niemieckiej elektrowni jądrowej Gundremmingen zlokalizowano złośliwe oprogramowanie, jednak dzięki szybkiemu wykryciu zostało ono całkowicie zneutralizowane. Rok 2017 był natomiast czasem próby dla Stanów Zjednoczonych, jako cel cybernapaści obrano tam aż 12 elektrowni jądrowych (z problemami wyrządzonymi przez ingerencje w systemy elektrowni szybko sobie poradzono). Jesienią 2019 roku atak odnotowała elektrownia atomowa w Indiach. Mimo że w większości przypadków działania tego typu nie wyrządzają ogromnych szkód, a ich skutki dość szybko zostają zneutralizowane, to jednak pewna cykliczność i wzrastająca liczba tego typu zjawisk uświadamia specjalistom, jak ważny jest rozwój tej strefy bezpieczeństwa.

ŚRODKI ZARADCZE

Odnosząc się do unijnego sektora energetycznego, warto zwrócić uwagę na fakt, że dążenie do jego transeuropejskiego połączenia w celu stabilizacji funkcjonowania całego rynku, przy odpowiednim wykorzystywaniu tego potencjału, z jednej strony może przynieść wspomniane wcześniej korzyści, z drugiej zaś wzmaga ryzyko efektu domina w całej UE w przypadku ataku na system energetyczny jednego z państw.

BOTA TECHNIK

Agregaty prądotwórcze, zintegrowane systemy sterowania i dystrybucji mocy.



ŚWIATOWY LIDER W DZIEDZINIE PROJEKTOWANIA I PRODUKCJI AGREGATÓW PRĄDOTWÓRCZYCH

Cummins®

100 LAT DOŚWIADCZENIA
600 DYSTRYBUTORÓW
7 600 DEALERÓW
190 KRAJÓW
15 KVA DO 3750 KVA – MOC AGREGATÓW

Power of One system zasilania oparty na własnych podzespołach, produktach i rozwiązaniach technicznych. Zoptymalizowane działanie polegające na doskonałej współpracy poszczególnych elementów układu, a tym samym dopasowanie parametrów w celu zapewnienia perfekcyjnego wykorzystania ich możliwości.

AmpSentry® - unikatowy system zabezpieczania prądnic agregatów przed skutkami termicznymi zwarć.

Aktywny System Synchronizacji

System monitorowania stanu baterii rozruchowych

Funkcja Battle Short unikalna funkcja zapewniająca pracę agregatu w sytuacjach krytycznych, która jest wykorzystywane w systemach oddymiających, przeciwpożarowych lub systemach gaszenia.

Monitoring agregatu i systemu

Serwis fabryczny

Magazyny oryginalnych części zamiennych

Europejski magazyn produktów gotowych

Bota Technik serwis 24h, serwisowanie agregatów innych marek.

Dystrybucja i serwis agregatów Cummins w Polsce.

agregaty@botatechnik.pl **+48 538 978 555**

www.botatechnik.pl/agregaty

fot. Shutterstock



3 Dynamiczny wzrost wykorzystywania energetyki odnawialnej wymaga wielu inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowych

Niebezpieczeństwo tego typu ukazuje, jak ważne jest to, by każde z państw członkowskich mimo międzysystemowych połączeń utrzymało krajową produkcję energii i inwestowało w rozwój cybernetycznej ochrony infrastruktury krytycznej. Problem ten Komisja Europejska podjęła w zaleceniu z dnia 3 kwietnia 2019 r., w sprawie cyberbezpieczeństwa w sektorze energetycznym, w którym oświadcza, że w obecnej sytuacji globalnej modernizacji sektora wytwórczego w kierunku gospodarki niskoemisyjnej unijne sieci energetyczne stają się tzw. sieciami inteligentnymi, które cechuje podatność na cyberataki. Zaleciła, aby każde z państw członkowskich zachęcało i wspierało krajowych operatorów sieci energetycznych i dostawców nowych technologii m.in. do stosowania najnowszych norm bezpieczeństwa (w tym międzynarodowych), wprowadzania odpowiednich mechanizmów uwierzytelniania systemów łączności maszyna -maszyna, współpracy między operatorami i dostawcami w celu zapobiegania efektom kaskadowym, wzmożonej analizy możliwych zagrożeń, identyfikacji szczególnie narażonych węzłów systemów energetycznych i ich zabezpieczania, współpracy z dostawcami technologii w celu zastąpienia dotychczasowych systemów za każdym razem, gdy jest to korzystne z punktu widzenia bezpieczeństwa.

INFRASTRUKTURA

Istotnym wyzwaniem dla rozwoju wspólnego rynku energii jest także pewnego rodzaju konflikt między stanem technologicznym infrastruktury przesyłowej, często wynikającym z zaszłości historycznych, a transportem i dystrybucją energii wytwarzanej za pomocą nowych technologii. Dynamiczny wzrost wykorzystywania energetyki odnawialnej wymaga wielu inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowych, które przez wiele lat nie były modernizowane ze względu na niewielkie zmiany strukturalne sektora wytwórczego. Przed rozpoczęciem transformacji energetycznej rynek był dość scentralizowany, a energia przepływała w jednym kierunku: od producenta do odbiorcy końcowego.

Obecnie jednak – wskutek liberalizacji rynków i promowania bardzo szybko rozwijającego się ruchu prosumenckiego, tworzącego z konsumentów także producentów – sieć trzeba przebudować tak, aby przesył produktu, jakim jest prąd elektryczny, funkcjonował dwukierunkowo. Działania mające na celu rozbudowę systemu przesyłowego zgodnie z założeniami energetyki prosumenckiej wymagają czasu. Dodatkowo często ich budowa (szczególnie tych wysokich napięć) jest wstrzymywana przez protesty społeczne i środowiskowe, co znacznie spowalnia proces rozwoju krajowych sieci przesyłowych. Za dynamiką rozwoju OZE nie nadąża rozwój infrastruktury, a to prowadzi do awarii i utrudnia dalszy postęp w tej dziedzinie. Oprócz wielu pozytywnych aspektów wykorzystywania odnawialnych źródeł energii występują także ich negatywne strony. Największym problemem jest w dalszym ciągu ich niestabilność i brak możliwości funkcjonowania na rynku bez wsparcia ze strony energetyki konwencjonalnej. Aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw, gospodarki krajowe potrzebują stabilnej podstawy mocy wytwórczych mogących pracować niezależnie od warunków atmosferycznych. W tym celu UE rozwija rynek mocy, poszczególne państwa zaś nadal realizują inwestycje w elektrownie jądrowe, gazowe, a także węglowe – z zastosowaniem najnowocześniejszych technologii.

W perspektywie 2050 roku energetyka konwencjonalna nadal będzie odgrywała istotną rolę w sektorze energetycznym, który pomimo innowacyjności jest konserwatywny. Wszelkie kryzysy gospodarcze, jakie dotkną UE w nadchodzących latach, wpłyną na opóźnienie inwestycyjne w zakresie nowych technologii sektora energii. Ponadto te dotyczące magazynowania energii elektrycznej są obecnie jeszcze bardzo drogie i mało efektywne. Pracuje się również nad wykorzystaniem wodoru w połączeniu z energetyką odnawialną (technologie P2G – *power to gas*), ale nie są one jeszcze powszechnie stosowane. Wiązanie sektora energetycznego w zbyt dużym stopniu z OZE bez odpowiedniego wsparcia ze strony niezależnych metod produkcji energii

elektrycznej prowadzi do powstawania ryzyka wystąpienia awarii systemowej. Za przykład mogą posłużyć niemieccy operatorzy sieci energetycznej, którym trzykrotnie w zeszłym roku groziło wystąpienie zjawiska tzw. blackoutu. W dniach 6, 12 i 25 czerwca 2019 roku letnie fale upałów, połączone z brakiem odpowiedniej siły wiatru (przy wysokim udziale w miksie energetycznym energetyki wiatrowej), doprowadziły do niedoborów sięgających 6 GW. Niemiecki sektor otarł się o przerwy w dostawach prądu elektrycznego, uratowały go jednak połączenia międzysystemowe i wsparcie ze strony krajów sąsiadujących. Przykład ten potwierdza, że dynamiczny rozwój sektora energii niskoemisyjnej musi iść w parze z rozbudową sieci przesyłowych, w przeciwnym razie wspólny rynek energetyczny będzie bardzo niestabilny i narażony na przerwy w dostawach. W ramach działań UE mających na celu rozwój sieci dystrybucyjnych i przesyłowych sektora energetyki realizowanych jest wiele strategii, takich jak projekt TEN-E (Transeuropejskie Sieci Energetyczne), na mocy którego strategiczne połączenia systemowe otrzymują wsparcie finansowe. Procesy realizacji inwestycji rozbudowy sieci wymagają czasu i znacznych nakładów pieniężnych. Dlatego też w najbliższej przyszłości niedostosowane sieci przesyłowe w dalszym ciągu będą utrudniać realizację założeń wspólnego rynku energii.

PODSUMOWANIE

Fundamentalne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państw UE w ramach wspólnego rynku ma infrastruktura energetyczna, która powinna odpowiadać na wszystkie wyzwania wynikające z modelu budowy wspólnego rynku energii. Kwestią oczywistą jest, że w ramach rynku energii UE rozgrywane są interesy państw członkowskich – wszystkie próbują odnaleźć się w tym modelu w taki sposób, aby wykorzystać swój potencjał surowcowy, tranzytowy, a także położenie geograficzne w celu wzmocnienia swojego bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności gospodarki.

Literatura

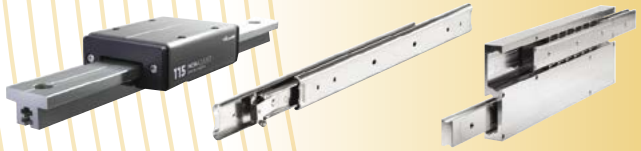
1. „Cyber Risk Outlook", Centre for Risk Studies, University of Cambridge & Risk Management Solutions, Inc., 2019.
2. „Transformacja energetyczna w Polsce", Forum Energii, 2019.
3. „Jet Fund – support for the transition towards a carbon-neutral economy at CEDEnergy", www.biznesalert.com.
4. J. Dudek, P. Szlagowski-Budacz, „The Just Energy Transition Fund", „Working Paper" 2019, nr 2.
5. J. Dudek, P. Szlagowski-Budacz, „Co dalej z polityką energetyczną Unii Europejskiej?", „Policy Paper" 2019, nr 4.
6. „Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza", Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2018.
7. M. Ruszel, „Interesy a współpraca w ramach polityki energetycznej – ujęcie teoretyczne na przykładzie relacji Polski i Niemiec", w: „Unia Europejska w badaniach interdyscyplinarnych", red. M. Potkańska, L. Wojnicz, D. Rdzanek, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin 2019.
8. Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (wersja skonsolidowana), DzUrz UE C 326/47.

ADMEL POLSKA Sp.z o.o.
ADMEL
oferuje rozwiązania do urządzeń przemysłowych

Nowoczesne i do szybkiego montażu
• zamki obrotowe i ryglowe
• zawiasy • uszczelki



• Prowadnice teleskopowe i liniowe



• Zawiasy taśmowe • obejmy
• zamki naprężynowe



• Zgrzewarki ultradźwiękowe
do łączenia tworzyw termoplastycznych



Elementy do przymocowania
• kabli • rur • blach • obudowy



DIRAK Accuride PIMET HoKon mth JETPRESS

ADMEL POLSKA SP. Z O.O.
ul. Krzywa 1, 05-805 Otrębusy
www.admel.com.pl
tel. +48 22 7584909
e-mail: admel@admel.com.pl

REKLAMA



DR ALEKSANDRA GAWLIKOWSKA-FYK
kierownik projektu Elektroenergetyka prowadzonego w ramach think-tanku Forum Energii

Analiza projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 roku

Polska energetyka znajduje się u progu zmian. Udział węgla, choć nadal wysoki – 73,6% w 2019 roku, stopniowo się zmniejsza, rośnie natomiast znaczenie OZE – dynamika przyrostu mocy w źródłach fotowoltaicznych jest bezprecedensowa, podnosi się również zużycie gazu na potrzeby energetyczne. Przyszłość jest jednak niepewna, a wiele zjawisk, takich jak rosnący import węgla, sytuacja górnictwa, wzrosty cen energii elektrycznej czy brak redukcji emisji CO_2, może niepokoić. Problemy potęguje też rozpoczynający się kryzys gospodarczy, dlatego w takiej sytuacji długoterminową i jasną wizję rozwoju energetyki powinna wskazywać polityka energetyczna. Ministerstwo Energii przedstawiło dwie wersje tego dokumentu i pomimo tego, że nadal nie jest to strategia obowiązująca, a jedynie projekt, to warto przyjrzeć się kierunkom, jakie wyznacza.

CEL I ZAKRES POLITYKI ENERGETYCZNEJ PAŃSTWA

Polityka energetyczna Polski (PEP) to dokument strategiczny, kierunkowy, a konieczność jego przyjęcia wynika z Prawa energetycznego [1]. W art. 15 tej ustawy sprecyzowano dość dokładnie cele, zakres i elementy polityki energetycznej. Zgodnie z tą regulacją do celów PEP należą: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrona środowiska. Są one zbieżne z unijnymi celami, choć w Polsce tradycyjnie na pierwsze miejsce wysuwa się bezpieczeństwo energetyczne, natomiast w UE można zaobserwować coraz większą dominację spraw z zakresu ochrony środowiska i klimatu – priorytetem staje się dekarbonizacja energetyki, a niebawem będzie to neutralność klimatyczna gospodarki. Polityka energetyczna Polski to rozbudowany dokument, który powinien zawierać część prognostyczną, obejmującą nie mniej niż 20 lat (stąd horyzont obecnego projektu – 2040 rok), program działań wykonawczych na cztery lata, zawierający instrumenty umożliwiające ich wdrożenie, oraz ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres. Sam zakres dokumentu ma być szeroki, co również precyzuje Prawo energetyczne. Przykładowo PEP powinna określać bilans paliwowo-energetyczny kraju, zdolności wytwórcze i przesyłowe czy kierunki restrukturyzacji i przekształceń w sektorze. Dokument ten opracowuje się co cztery lata, a za jego przygotowanie i realizację odpowiedzialny jest obecnie, po zmianie struktury Rady Ministrów, minister klimatu.

Minister energii, odpowiedzialny poprzednio w rządzie za dział energii, 23 listopada 2018 roku przedstawił pierwszy projekt nowej polityki energetycznej. Nie zawierał on jednak wielu ważnych elementów, w tym oceny poprzedniej strategii czy planu działań wykonawczych. Po przejściu procesu publicznych konsultacji, w listopadzie 2019 roku, Ministerstwo Energii przedstawiło drugą wersję dokumentu, uzupełnionego o niezbędne elementy towarzyszące. Niniejszy artykuł jest poświęcony właśnie temu projektowi [2]. Warto w tym miejscu zauważyć, że Polska nie ma aktualnej strategii energetycznej. Poprzednia – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku – została przyjęta przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 roku [3]. Kolejna powinna być gotowa w 2013 roku, a więc opóźnienie w odniesieniu do tego, co przewiduje ustawa, jest wieloletnie i bezprecedensowe – wszystkie poprzednie strategie, począwszy od 1995 roku, były przyjmowane w odstępach nie większych niż 5-letnie.

NAJWAŻNIEJSZE KWESTIE PORUSZONE W PROJEKCIE PEP 2040

Zgodnie z projektem PEP 2040 celem polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo dostaw przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych. Autorzy dokumentu zaproponowali osiem kierunków strategicznych.

OPTYMALNE WYKORZYSTANIE WŁASNYCH ZASOBÓW ENERGETYCZNYCH

Dostawy węgla kamiennego powinny pochodzić z własnych zasobów, a import mieć charakter jedynie uzupełniający. By to osiągnąć, konieczne jest – jak zauważa Ministerstwo Energii – podniesienie rentowności sektora energetycznego, zwiększenie konkurencyjności własnych zasobów przy jednoczesnym ograniczeniu wpływu, jaki węgiel kamienny wywiera na środowisko. W przypadku węgla brunatnego należy nie tylko dokończyć eksploatację czynnych złóż, lecz także zagospodarować te perspektywiczne. Choć gaz ziemny i ropa naftowa pochodzą głównie z importu, to trzeba dalej dywersyfikować kierunki dostaw, ale także poszukiwać krajowych złóż. Źródła odnawialne nie są postrzegane jako istotne własne zasoby energetyczne, z wyjątkiem biomasy, która powinna być zagospodarowana w możliwie najmniejszej odległości od miejsca wytworzenia. W ramach dążenia do optymalnego wykorzystania własnych zasobów energetycznych projektem strategicznym jest transformacja regionów górniczych, co doskonale wpisuje się w działania realizowane na poziomie UE – w dotychczasową unijną platformę dla regionów górniczych w transformacji [4] oraz projekt nowego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, którego Polska może być największym beneficjentem [5].

ROZBUDOWA INFRASTRUKTURY WYTWÓRCZEJ I SIECIOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W Polsce, według projektu PEP 2040, zapotrzebowanie na moc powinno być pokrywane z własnych zasobów. Choć udział węgla będzie spadał – do 56–60% w 2030 roku – to konieczne jest zastępowanie go nowymi źródłami: jednostkami gazowymi, energetyką

EthosEnergy



TRANSFORMATORY:

• autotransformatory • blokowe • specjalne • sieciowe

Produkcja nowych jednostek

Projektowanie i obliczenia

Remonty i serwis u klienta

Testy i diagnostyka

EthosEnergy Poland S.A.
ul. Powstańców Śląskich 85
42-701 Lubliniec, Polska
+48 34 357 21 00
ethosenergy@ethosenergygroup.pl

www.ethosenergygroup.com

jądrową (w dekadzie lat 30.) oraz źródłami odnawialnymi, głównie fotowoltaiką i morskimi farmami wiatrowymi. Autorzy dokumentu zauważają również konieczność rozwoju technologii magazynowania, zmniejszenia emisji sektora, a także rozbudowy krajowej sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Wśród projektów strategicznych wymieniono dwa: rynek mocy funkcjonujący już w Polsce, ale wymagający dostosowania do nowych przepisów unijnych, oraz wdrożenie inteligentnych sieci, których realizacja jest rozłożona w czasie na kolejne lata.

DYWERSYFIKACJA DOSTAW GAZU ZIEMNEGO I ROPY NAFTOWEJ ORAZ ROZBUDOWA INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ

Projekt PEP 2040 zakłada, że funkcjonujący w Polsce od 2015 roku terminal LNG w Świnoujściu powinien zostać rozbudowany z obecnych 5 do 7,5 mln m^3 pojemności. Polsce potrzebny będzie także drugi, pływający terminal LNG, który mógłby powstać w Zatoce Gdańskiej. Konieczna jest również rozbudowa połączeń z państwami sąsiednimi, na czele z flagowym przedsięwzięciem, gazociągiem Baltic Pipe, który ma połączyć Polskę, przez Danię, z norweskimi złożami gazu ziemnego i pozwolić (od października 2022 roku) wyeliminować import rosyjskiego gazu. Jednak, by móc skorzystać z coraz większej dostępności tego surowca, potrzebna jest rozbudowa krajowej sieci gazowej. W przypadku ropy naftowej autorzy projektu zwracają uwagę na konieczność zwiększania możliwości importu drogą morską – budowa drugiej nitki Rurociągu Podmorskiego jest, podobnie jak Baltic Pipe, projektem strategicznym PEP 2040.

ROZWÓJ RYNKÓW ENERGII

Główne działania zaproponowane w projekcie PEP 2040 na rynku energii dotyczą wzmocnienia roli konsumenta oraz ochrony odbiorców wrażliwych, nie pojawiają się w nim jednak propozycje konkretnych reform. Z kolei rynek gazu ma zostać do końca zliberalizowany, m.in. poprzez uwolnienie cen dla gospodarstw domowych. Autorzy projektu wyrażają też nadzieję, że w Polsce powstanie hub gazowy. W przypadku produktów naftowych, zdaniem Ministerstwa Energii, istnieje potrzeba uporządkowania struktury właścicielskiej tego sektora, czyli tak naprawdę zakończenia procesu konsolidacji Orlenu i Lotosu, ponadto należy go także przygotować na rosnący udział paliw alternatywnych. W obszarze rozwoju rynków energii w PEP 2040 wymieniono trzy działania strategiczne: zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej, zrealizowanie inwestycji hubu gazowego, a także rozwój elektromobilności.

WDROŻENIE ENERGETYKI JĄDROWEJ

Dywersyfikacja miksu elektroenergetycznego oraz stabilny i zeroemisyjny sposób produkcji energii elektrycznej to główne powody dążenia do wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce. Projekt PEP 2040 zakłada, że uruchomienie pierwszego bloku jądrowego (o mocy 1–1,5 GW) nastąpi do 2033 roku, a kolejne pięć bloków powinno powstawać co dwa, trzy lata. W latach 40. w Polsce 5–7,5 GW mocy wytwórczych miałoby pochodzić z elektrowni jądrowych. Projektem strategicznym będzie więc aktualizacja (przyjętego w 2014 roku), a przede wszystkim realizacja Polskiego programu energetyki jądrowej (nowy PPEJ już przedstawiono).

ROZWÓJ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Polska jest zobowiązana do spełnienia ogólnounijnego celu OZE, który w 2030 roku dla całej wspólnoty ma wynieść 32% udziału w finalnym krajowym zużyciu energii. W przeciwieństwie do założeń na rok 2020 na następną dekadę nie ustalono prawnie wiążących celów krajowych. Dlatego Polska zadeklarowała, że jej wkład wyniesie 21–23%. Przełoży się to na 32-procentowy udział w elektroenergetyce, w ciepłownictwie zaś OZE ma wzrastać o 1,1% rocznie, a w transporcie osiągnąć 14% w 2030 roku. Największą rolę mają odegrać morskie farmy wiatrowe oraz fotowoltaika. Ministerstwo przewiduje też wzrost liczby prosumentów oraz rozwój klastrów energii i spółdzielni energetycznych.

ROZWÓJ CIEPŁOWNICTWA I KOGENERACJI

Ciepłownictwo stanowi ważny element projektu PEP 2040, a celem jest wzrost jego efektywności (w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej) [6] – obecnie większość systemów jest nieefektywna. Polska stawia też na rozwój ciepłownictwa sieciowego – to projekt strategiczny PEP 2040, z którego należy korzystać w pierwszej kolejności, chyba że odbiorca zastosuje bardziej ekologiczne ogrzewanie. Na poziomie gmin i regionów trzeba wdrożyć planowanie energetyczne.

POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Polska deklaruje, że jej wkład do ogólnounijnego celu efektywności energetycznej (32,5% w 2030 roku) wyniesie 23%, czyli zakłada oszczędność energii pierwotnej, jaką chce osiągnąć za 10 lat, w stosunku do prognoz z 2007 roku. Promowanie efektywności energetycznej to cel strategiczny PEP 2040, który ma pozwolić na ograniczenie ubóstwa energetycznego i redukcję niskiej emisji.

ZMIANY WZGLĘDEM PEP 2030

Już ponad 10 lat temu rząd polski przyjął Politykę energetyczną Polski do 2030 roku [7], która została oparta na pierwszym unijnym pakiecie energetyczno-klimatycznym, zawierającym cel 3 x 20% na 2020 rok, czyli redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do 1990 roku, wzrost udziału OZE w miksie energetycznym do 20% (dla Polski do 15%) oraz 20-procentową oszczędność energii pierwotnej. Dokument ten był zbieżny z założeniami polityki unijnej i w tym zakresie obecny projekt PEP 2040 jest w dużej mierze do niego podobny. Do celów wyznaczonych przez Polskę należały: poprawa efektywności energetycznej, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwój OZE, w tym biopaliw, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko. Co jednak warto podkreślić, podczas gdy obecnie rośnie świadomość tego, że rola węgla w Polsce musi się zmniejszać, i to w tempie szybszym niż wskazują na to deklaracje polityczne, to jeszcze w 2009 roku paliwo to było postrzegane jako strategiczne, o czym można przeczytać w PEP 2030: „Polska posiada znaczne zasoby węgla, które będą pełnić rolę ważnego stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego kraju" [7]. Już ponad dekadę temu politycy zapewniali, że chcą dywersyfikować wytwarzanie energii przez wprowadzenie energetyki jądrowej, jednak tego celu nie tylko nie udało się zrealizować, lecz także, niestety – poważnie przygotować.

TAB. 1. PORÓWNANIE CELÓW PEP 2030 I PROJEKTU PEP 2040

Cele polityki	PEP 2030	Projekt PEP 2040
Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto	15% w 2020 roku	21–23% w 2030 roku
Efektywność energetyczna	dążenie do zeroemisyjnego wzrostu; osiągnięcie do 2016 roku 9-procentowej oszczędności energii w stosunku do średniego zużycia energii finalnej z lat 2001–2005	osiągnięcie w 2030 roku 23-procentowej oszczędności energii w stosunku do prognoz z 2007 roku
Udział węgla w produkcji energii elektrycznej	66% w 2020 roku (56% w 2030 roku)	56–60% w 2030 roku (28% w 2040 roku)
Pierwsza elektrownia jądrowa	do 2020 roku	do 2033 roku
Dywersyfikacja dostaw gazu	budowa terminalu LNG, rozbudowa połączeń w celu odbioru gazu z UE	rozbudowa terminalu LNG, budowa terminalu pływającego LNG, realizacja gazociągu Baltic Pipe
Uruchomienie pierwszych morskich farm wiatrowych	brak planów	w 2025 roku
Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej	pozyskanie ropy z regionu Morza Kaspijskiego	budowa drugiej nitki Ropociągu Podmorskiego do 2023 roku
Rozwój transgranicznych połączeń elektroenergetycznych	rozbudowa pozwalająca na wymianę co najmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do 2015 roku, 20% do 2020 roku i 25% do 2030 roku	udostępnianie do 2025 roku 70% mocy istniejących połączeń transgranicznych; budowa połączenia podmorskiego Polska – Litwa (Harmony Link)

ANALIZA I OCENA PEP 2040

Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 roku jest dokumentem długo oczekiwanym, a po przyjęciu powinien pełnić strategiczną rolę dla polskiej gospodarki. Energetyka może stać się jej kołem zamachowym pod warunkiem, że będzie dostarczać energię elektryczną po rozsądnej cenie. Dlatego tak ważne jest, aby PEP 2040 potraktować jako dokument, który na kolejne lata pozwoli zaplanować działania w sektorze energii, gwarantując niezawodność i stabilność jej dostaw. Równie istotne jak ograniczenie wpływu sektora energetycznego na środowisko oraz klimat jest zapewnienie efektywności kosztowej transformacji energetycznej. Konsekwentnie realizowana polityka pozwoli ukierunkować polski przemysł na uczestnictwo w tym procesie, dokonać transformacji regionów nadmiernie zależnych od węgla i stworzyć nowe miejsca pracy. Modernizacja energetyki ma kosztować setki miliardów złotych, dlatego musi stać się bazą, a nie przeszkodą dla konkurencyjności polskich przedsiębiorstw. To szczególne istotne teraz, kiedy pandemia koronawirusa i zamknięcie gospodarki doprowadzi do pierwszego od blisko trzydziestu lat spadku PKB w Polsce. PEP 2040 musi więc odpowiadać na wszystkie kluczowe pytania dotyczące przyszłości energetyki, zrównoważonego rozwoju oraz polskich zobowiązań międzynarodowych. Polityka energetyczna powinna też być przedmiotem społecznego i politycznego konsensu, tak jak ma to miejsce w przypadku wielu państw. Projekt PEP 2040, a szczególnie jego pierwsza wersja, tych wszystkich warunków nie spełniał. Aktualna, druga, stanowi przede wszystkim diagnozę stanu polskiej energetyki, w wielu miejscach poprawnie identyfikuje przyszłe trendy (magazynowanie energii, rozwój energetyki prosumenckiej oraz rozproszonej itp.), ale niestety nie prezentuje wizji rynku, który miałby funkcjonować za kilka czy kilkanaście lat. Nie zawarto też w niej wielu konkretnych propozycji narzędzi, które mogłyby posłużyć do realizacji przyjętych celów, czy programu działań wykonawczych na następne lata.

Najważniejsze uwagi do PEP 2040 [8]:

• Ministerstwo Energii zaplanowało zastąpienie węgla brunatnego energetyką jądrową, która po 2030 roku stanowić będzie źródło zeroemisyjne. Jeżeli węgiel brunatny skończy się do tego czasu (a nie ma ekonomicznego i społecznego uzasadnienia dla nowych odkrywek), natomiast elektrownie jądrowe nie zostaną wybudowane, pojawi się duże ryzyko dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Należy tu zaznaczyć, że plan wdrożenia energetyki jądrowej istnieje już ponad dziesięć lat, a nadal brakuje modelu finansowania, planu działania oraz lokalizacji;

• w odniesieniu do emisji CO_2 i roli węgla w polskiej elektroenergetyce Ministerstwo Energii urealniło wcześniejsze deklaracje. Bez uwzględniania kogeneracji 50-procentowy udział węgla Polska osiągnie już w 2030 roku – a nie jak zapowiadało Ministerstwo Energii – 20 lat później. Potencjał ograniczenia emisji w 2030 roku jest większy niż 30%, zwłaszcza przy uwzględnieniu wzrostu efektywności energetycznej i rozwoju OZE. Dobrze jednak, że Ministerstwo odniosło się do 1990 roku, wspólnego dla całej Unii Europejskiej, a nie do 1988 roku, po którym doszło do znacznych redukcji emisji wskutek kryzysu gospodarczego;

• w dokumencie brakuje wystarczającego ustosunkowania się do wspólnie uzgodnionych celów energetyczno-klimatycznych w zakresie redukcji emisji CO_2, wzrostu wykorzystania OZE czy poprawy efektywności energetycznej. Wiele działań jest odłożonych na lata 30., np. dekarbonizacja poprzez włączenie energetyki jądrowej, a to – wobec celów UE – zdecydowanie za późno;

• PEP 2040, choć dostrzega nadchodzące zmiany na europejskim rynku energii wprowadzone m.in. przez tzw. pakiet zimowy („Czysta energia dla wszystkich Europejczyków") oraz kodeksy sieci, w małym stopniu przekłada je na krajowy rynek energii, a konieczne jest tu nadanie priorytetu zwiększeniu elastyczności systemu energetycznego, co poprawi bezpieczeństwo dostaw i w dłuższej perspektywie ograniczy koszty jego eksploatacji;

• PEP 2040 nie odnosi się do kwestii efektywności kosztowej. W pierwszej wersji dokumentu zaproponowano nawet wycofanie się z energetyki wiatrowej na lądzie, choć to obecnie najtańsze źródło wytwarzania energii elektrycznej. Jednocześnie nadal utrzymuje się plan budowy elektrowni jądrowej, mimo że to bardzo droga opcja dostarczania energii;

• w PEP 2040 w niewystarczającym stopniu zajęto się ciepłownictwem, zwłaszcza biorąc pod uwagę skalę wyzwań związaną z poprawą jakości powietrza. Pominięte zostało ogrzewnictwo indywidualne i produkcja ciepła przemysłowego;

• opisując trendy związane z nowymi technologiami, np. magazynowaniem energii, nową rolą konsumentów, rosnącym znaczeniem energetyki rozproszonej, Ministerstwo Energii powinno również zdefiniować przyszłe cele w odniesieniu do nich, a także określić narzędzia, które pozwolą zmienić polską energetykę, aby z tych trendów w jak największym stopniu skorzystać.

Ponadto istnieje wiele zagrożeń związanych z zaproponowanym w PEP 2040 scenariuszem, które mogą zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu państwa:

• ryzyko niedoborów mocy w systemie energetycznym po wyłączeniu elektrowni na węgiel brunatny i przy wysoce prawdopodobnym opóźnieniu realizacji elektrowni jądrowych;

• ryzyko dużego wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej ze względu na brak optymalizacji kosztów i zbyt wolną redukcją emisji CO_2, czego konsekwencją będzie obciążenie odbiorców kosztami uprawnień do emisji CO_2 i pogorszenie konkurencyjności polskiej gospodarki w Europie;
• ryzyko nadmiernie rosnącego importu energii elektrycznej do Polski ze względu na znaczne różnice cenowe (szybszy rozwój źródeł odnawialnych o zerowych kosztach zmiennych w krajach sąsiednich), które utrzymają się przy zaproponowanym w projekcie miksie wytwórczym.

PEP 2040 A UNIJNY PLAN KRAJOWY

Obok długo oczekiwanego projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 roku pojawił się też drugi strategiczny dokument dla polskiej energetyki – Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 [9]. Został on przygotowany na podstawie rozporządzenia unijnego w sprawie zarządzania unią energetyczną [10], stanowiącego część pakietu zimowego. Plany krajowe mają za zadanie skoordynować działania w zakresie energetyki wszystkich państw członkowskich, które powinny zmierzać do osiągnięcia klimatycznych i energetycznych celów UE. Dokumenty te są bardzo szczegółowe i przygotowuje się je na podstawie dokładnych wytycznych. Odnoszą się nie tylko do unijnych celów, lecz także unijnego budżetu i funduszy przeznaczonych na transformację energetyki. Plany będą miały wpływ m.in. na inwestycje w sektorze energetycznym, realizację naszych międzynarodowych zobowiązań, bezpieczeństwo energetyczne i poprawę jakości powietrza. Plany krajowe po raz pierwszy zostały przedstawione Komisji Europejskiej w 2019 roku. W Polsce projekty planu oraz polityki energetycznej (pierwszej wersji) opublikowano w tym samym czasie i w wielu miejscach były one, niestety, niespójne. Zasadniczym problemem pozostawało jednak to, że w sytuacji, w której unijna polityka energetyczno-klimatyczna jest podstawowym uwarunkowaniem dla polityki krajowej zarówno PEP 2040, jak i plan krajowy w zbyt małym stopniu odnoszą się do zobowiązań przyjętych w UE, co pokazuje tab. 2.
Plan krajowy, którego nowsza wersja została przedłożona pod koniec 2019 roku, będzie oceniany przez Komisję Europejską łącznie z planami pozostałych państw członkowskich. Jednak już w ubiegłym roku Komisja przekazała pierwsze uwagi, zauważając m.in., że potencjał rozwoju OZE jest w Polsce wyższy i do 2030 roku źródła te mogą zapewniać jedną czwartą końcowego zużycia energii [11]. Taką ocenę można też zastosować do PEP 2040.

TAB. 2. PORÓWNANIE CELÓW POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI I UE DO 2030 ROKU

Cele polityki energetycznej	Polska	Unia Europejska
Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (w porównaniu do 1990 roku) [%]	30	40
Udział OZE w końcowym zużyciu energii [%]	21–23	32
Efektywność energetyczna [%]	23	32,5

Oba dokumenty powinny zostać poprawione, a jednocześnie należy zapewnić zgodność polityki energetycznej państwa z przedkładanym w UE planem krajowym. Choć jeszcze w 2018 roku Ministerstwo Energii przedstawiło propozycję nowelizacji prawa energetycznego, do dziś nie udało się wprowadzić żadnych zmian ani określić relacji między krajową polityką energetyczną a nowym instrumentem jej kształtowania, czyli unijnym planem.

PODSUMOWANIE

Ze względu na obecną, trudną sytuację sektora, a także długą perspektywę czasową procesów inwestycyjnych polityka energetyczna państwa powinna być przedmiotem szerokiego konsensusu politycznego, a optymalnie – popierana przez wszystkie partie obecne w parlamencie. Tak przyjmowana jest strategia energetyczna np. w Danii, ponieważ tylko zgoda różnych środowisk zwiększy prawdopodobieństwo realizacji kluczowych dla Polski inwestycji energetycznych. Biorąc pod uwagę konieczność odbudowy potencjału wytwórczego polskiej elektroenergetyki oraz transformacji w kierunku niskoemisyjnym, zminimalizowanie ryzyka politycznego nie tylko usprawni realizację niezbędnych przedsięwzięć, lecz także zmniejszy ich koszty.
Polityka energetyczna państwa powinna być przedmiotem krajowej debaty i konsultacji publicznych. Energetyka to silnik całej gospodarki, oddziałujący pośrednio i bezpośrednio na społeczeństwo, biznes, a nawet stosunki międzynarodowe. Sprawnie przygotowana polityka energetyczna państwa może zapewnić ciągłość strategii energetycznej i minimalizację ryzyka dla priorytetowych przedsięwzięć.

Literatura

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (DzU z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.).
2. Zaktualizowany projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 roku z dnia 8.11.2019 r., Ministerstwo Energii.
3. Uchwała nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r. w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku" (M.P. z 2010 r. nr 2, poz. 11).
4. https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions_en?redir=1.
5. „Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing the Just Transition Fund, COM(2020) 22 final", Bruksela 2020.
6. J. Rączka, A. Rubczyński, „Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce", Forum Energii, 2017.
7. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, 2009.
8. A. Gawlikowska-Fyk, J. Maćkowiak-Pandera, „PEP 2040 pod lupą Forum Energii", Forum Energii, 2018.
9. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030, Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2019.
10. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu (DzUrz UE 2018/L 328/1).
11. Zalecenia Komisji z dnia 18 czerwca 2019 r. w sprawie projektu zintegrowanego planu krajowego w dziedzinie energii i klimatu w Polsce obejmującego lata 2021–2030 (DzUrz UE 2019/C 297/21).



DR HAB. INŻ. WALDEMAR DOŁĘGA, PROF. PWr

Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z krajowej sieci dystrybucyjnej

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej ma kluczowe znaczenie dla funkcjonowania gospodarki krajowej, dlatego stanowi jeden z podstawowych celów polityki energetycznej państwa. Zależy ono od wielu czynników i okoliczności, wśród których jednym z najważniejszych jest stan techniczny infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, a także jej właściwe bezpieczne funkcjonowanie.

Do dystrybucji energii elektrycznej służy krajowa sieć dystrybucyjna, która obejmuje sieć dystrybucyjną o napięciu 110 kV (tzw. wstępnego rozdziału), sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nN (0,4 kV). W skład krajowej sieci dystrybucyjnej wchodzą zarówno linie napowietrzne oraz kablowe, jak i stacje elektroenergetyczne. Obecnie obejmuje ona 33 757 km linii i 1537 stacji elektroenergetycznych 110 kV, 311 604 km linii i 261 169 stacji elektroenergetycznych SN oraz 470 142 km linii nN [2]. W stacjach 110 kV użytkuje się 2791 transformatorów 110 kV/SN, a w stacjach SN 261 079 transformatorów SN/nN i 1179 SN/SN [2].

rys. W. Dołęga



1 Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych [5]

Nadzór nad krajową siecią dystrybucyjną pełnią przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Największymi spółkami w kraju są obecnie Enea Operator, Energa Operator, PGE Dystrybucja, TAURON Dystrybucja oraz innogy Stoen Operator [3]. W przypadku pierwszych czterech OSD z sieci dystrybucyjnych SN i nN zasilani są odbiorcy charakterystyczni zarówno dla obszarów miejskich oraz wiejskich, jak i przemysłowych, innogy Stoen Operator natomiast funkcjonuje głównie na obszarze miasta stołecznego Warszawy i zasila ze swojej sieci SN i nN odbiorców miejskich oraz przemysłowych. Tereny działania wspomnianych operatorów, na których zlokalizowane są sieci dystrybucyjne, przedstawiono na rys. 1., a ich charakterystykę w tab. 1.

TAB. 1. CHARAKTERYSTYKA NAJWIĘKSZYCH KRAJOWYCH OSD NA DZIEŃ 1.01.2017 ROKU [7]

Operator	Obszar działalności [tys. km^2]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii [km]	Liczba stacji [szt.]
PGE Dystrybucja	122,43	5307,05	10 176 (0,3%)* – WN 110 801 (17,6%)* – SN 238 411 (25,7%)* – nN	457 – WN/SN 122 – SN/SN 91 835 – SN/nN
TAURON Dystrybucja	57,07	5372,95	11 084 (1,1%)* – WN 64 014 (36,5%)* – SN 108 755 (34,1%)* – nN	483 – WN/SN 224 – SN/SN 58 325 – SN/nN
Energa Operator	74,85	2992,42	6427 (0,6%)* – WN 68 033 (18,6%)* – SN 87 785 (35,3%)* – nN	286 – WN/SN 112 – SN/SN 59 687 – SN/nN
Enea Operator	58,21	2520,17	5195 (0,4%)* – WN 45 650 (25,8%)* – SN 52 287 (47,8%)* – nN	241 – WN/SN 376 – SN/SN 37 011 – SN/nN
innogy Stoen Operator	0,51	997,45	497 (23,5%)* – WN 7623 (96,2%)* – SN 8959 (76,0%)* – nN	40 – WN/SN 43 – SN/SN 6378 – SN/nN

* Udział linii kablowych.

Krajowa sieć dystrybucyjna jest wprawdzie przystosowana do aktualnych typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji swoich zadań związanych z przesyłem, rozdziałem i dystrybucją energii elektrycznej w stanach normalnych, ale potencjalnie jej bezpieczeństwo pracy, a co za tym idzie, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – są zagrożone, szczególnie w przypadku wystąpienia anomalii pogodowych i ekstremalnych warunków atmosferycznych (np. śnieżyc, opadów mokrego śniegu, oblodzeń, orkanów, wichur i burz z wyładowaniami atmosferycznymi). Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wynika bezpośrednio z wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych oraz dużej ich awaryjności na skutek występowania wspomnianych ekstremalnych zjawisk pogodowych o dużym nasileniu [6]. Majątek sieci dystrybucyjnych jest, niestety, w znacznym stopniu przestarzały i mocno wyeksploatowany, co stanowi obecnie główny problem jej operatorów. Największym stopniem zużycia charakteryzują się stacje 110 kV/SN, stacje SN/nN i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich [6]. Wymagają one pilnej modernizacji w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

WSKAŹNIKI PRZERW W DOSTAWIE ENERGII

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z krajowej sieci dystrybucyjnej zależy w znacznym stopniu od jej stanu. Przy jego ocenie bardzo pomocne są wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok. Rodzaje przerw zostały określone w rozporządzeniu [1] i dzieli się je na planowe i nieplanowe (awaryjne). Te pierwsze wynikają z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej, drugie natomiast spowodowane są wystąpieniem awarii [5], przy czym awaria planowa, o której odbiorca nie został powiadomiony przynajmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem w formie określonej w rozporządzeniu [1], jest traktowana jako nieplanowa. W zależności od czasu trwania wyróżnia się przerwy przemijające (trwające nie dłużej niż 1 s), krótkie (trwające od 1 s do 3 min), długie (od 3 min do 12 h), bardzo długie (od 12 do 24 h) i katastrofalne (trwające dłużej niż 24 h) [1].

Operator systemu dystrybucyjnego określa i podaje następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczone oddzielnie dla przerw planowych, nieplanowych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi:

- wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich SAIFI (ang. *System Average Interruption Frequency Index*), będący liczbą wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez liczbę obsługiwanych odbiorców;
- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich MAIFI (ang. *Momentary Average Interruption Frequency Index*), stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców [5].

Wartości przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w latach 2013–2018 przedstawiono w tab. 2.

fot. Shutterstock



2 Jednym z warunków poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest m.in. realizacja działań ukierunkowanych na poprawę jej odporności na niekorzystne (ekstremalne) zjawiska atmosferyczne

Wartość wskaźników SAIDI i SAIFI dla przerw planowych, nieplanowych i nieplanowych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych, ulega stopniowo poprawie. Wyjątkiem były lata 2015 i 2017, w których zanotowano wzrost tych wskaźników (miało to związek z nasileniem ekstremalnych warunków pogodowych). Zdecydowanie najmniejsze ich wartości wykazuje innogy Stoen Operator – w 2018 roku SAIDI wyniósł 11,44 min/odb. dla przerw planowych, 54,94 min/odb. dla nieplanowych i 56,19 min/odb. dla nieplanowych z przerwami katastrofalnymi, a w przypadku SAIFI 0,15 szt./odb. dla przerw planowanych i 0,94 szt./odb. dla nieplanowych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi.

Wartość wskaźnika przeciętnej częstości przerw krótkich MAIFI w stosunku do 2013 roku wzrosła dla wszystkich analizowanych operatorów systemów dystrybucyjnych, a zdecydowanie najmniejszą wykazuje innogy Stoen Operator – 0,55 szt./odb. w 2018 roku.

BEZPIECZEŃSTWO PRACY KRAJOWEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Oprócz wspomnianych wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej przy ocenie stanu sieci dystrybucyjnej w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ważne są również inne czynniki, takie jak stopień wykorzystania obciążalności prądowej dopuszczalnej, długości obwodów niskiego napięcia, długości ciągów średniego napięcia, przekroje zainstalowanych przewodów linii napowietrznych i kablowych czy poziom napięć na końcach obwodów niskiego napięcia. Operatorzy systemów dystrybucyjnych starają się utrzymywać te parametry na właściwym poziomie, podejmując określone działania inwestycyjne i eksploatacyjne. Zastępują linie napowietrzne liniami kablowymi tam, gdzie jest to możliwe i uzasadnione, skracają obwody niskiego napięcia i długości ciągów SN oraz wymieniają przewody i kable o małym przekroju na większe [5]. Przykładowo zwiększenie udziału linii kablowych wpływa na zmniejszenie awaryjności sieci dystrybucyjnych, ponieważ są one w mniejszym stopniu narażone na działanie warunków atmosferycznych oraz uszkodzenia mechaniczne niż linie napowietrzne. W krajowej sieci dystrybucyjnej większość linii elektroenergetycznych wykorzystywana jest w stopniu mniejszym niż 50%, co świadczy o dużym zapasie w ich przepustowości [5], istnieją jednak również takie, w których obciążalność prądowa przekracza 90% dopuszczalnej (ok. 0,7% linii SN i ok. 4% linii nN [2]) – te wymagają pilnej modernizacji.

Poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga ograniczenia ryzyka wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Warunkiem niezbędnym jest tu właściwa, systematyczna i planowa eksploatacja sieci, modernizacja infrastruktury sieciowej i realizacja działań ukierunkowanych na poprawę jej odporności na niekorzystne (ekstremalne) zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii. W ostatnich latach anomalie pogodowe w Polsce występują praktycznie każdego roku, przykładowo w 2017 były to: gwałtowna burza w nocy z 11 na 12 sierpnia, orkan Ksawery w dniach 5–8 października, orkan Grzegorz w dniach 29–30 października oraz intensywne opady mokrego śniegu na terenie Śląska w dniach 18–19 kwietnia.

Innowacyjne rozwiązania w sieci dystrybucyjnej średniego napięcia



Stacja dwu transformatorowa podziemna o mocy 2 x1000 kVA

PONAD 50 LAT ISTNIENIA I ROZWOJU FIRMY ORMAZABAL POZWOLIŁO NA STWORZENIE CAŁEJ GAMY NOWATORSKICH ROZWIĄZAŃ W ZAKRESIE DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ. PREZENTUJEMY TERAZ DWIE RODZINY PRODUKTÓW , KTÓRE SĄ ODPOWIEDZIĄ NA CIĄGLE ZMIENIAJĄCE SIĘ OCZEKIWANIA NASZYCH KLIENTÓW I CORAZ WIĘKSZE WYMAGANIA ZE STRONY SIECI DYSTRYBUCYJNYCH, GDZIE POJAWIA SIĘ WIĘCEJ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ORAZ STACJI ŁADOWANIA SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH

SMART.TRAFO – TRANSFORMATOR SN/NN ZE ZDALNIE STEROWANYM PRZEŁĄCZNIKIEM ZACZEPÓW PO STRONIE SN POD OBCIĄŻENIEM



Nowością na rynku są transformatory olejowe firmy ORMAZABAL z możliwością regulacji odczepów po stronie górnego napięcia pod obciążeniem. Na rysunku przedstawiono budowę i zastosowanie transformatora typu smart, z możliwością przełączania odczepów pod obciążeniem, z wykorzystaniem telemechaniki. Elastyczność systemu nadzoru i sterowania polega na możliwości autonomicznej pracy systemu firmy ORMAZABAL oraz dowolne powiązanie rozwiązań Producenta ze standardami i aparaturą użytkownika, którym może być zarówno dystrybutor jak i wytwórca lub odbiorca energii elektrycznej.

Poniżej dane znamionowe smart.trafo:

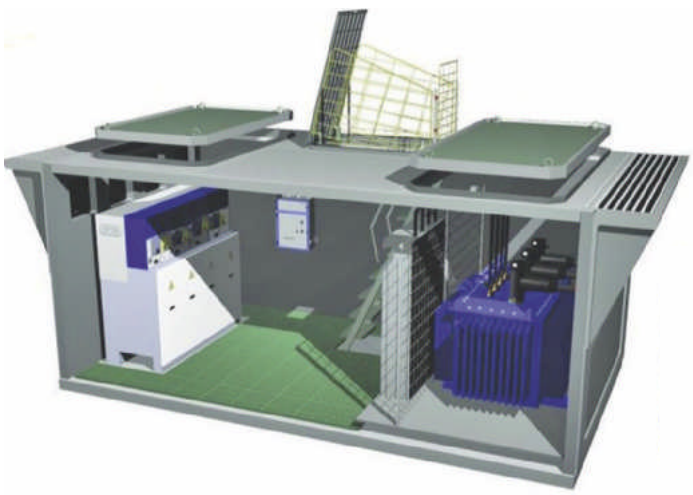
– Moc znamionowa	– do 1000 kVA
– Napięcie znamionowe	– do 24 kV
– Ilość pozycji przełącznika zaczepów	– 9 w tym neutralny
– Poziom niskiego napięcia	– wg życzeń Klienta
– Materiał uzwojeń	– Cu lub Al.
– Straty	– zgodnie z EU 548/2014
– Grupa połączeń	– wg życzenia Klienta
– Częstotliwość	– 50 Hz lub 60 Hz
– Rodzaj chłodzenia	– wentylacja naturalna
– Maksymalny temp. pracy	– + 40 stopni Celcjusza
– Minimalna temperatura pracy	– - 25 stopni Celcjusza

Do komunikacji z systemami nadrzędnymi Ormazabal oferuje również własne rozwiązania z wykorzystaniem wszystkich dostępnych w energetyce protokołów komunikacyjnych. Każdy z tych protokołów na życzenie Klienta może być zainstalowany w naszym urządzeniu sterującym. Dostosujemy nasz sterownik przełącznika zaczepów do każdej istniejącej infrastruktury telemechaniki w Grupie Energetycznej.

PODZIEMNE KOMPAKTOWE STACJE TRANSFORMATOROWE SN/NN

Odpowiednikiem stacji kompaktowych są rozwiązania stacji podziemnych zilustrowane na rysunku. Podstawowym walorem jest ich małogabarytowość, łatwość montażu, pełna szczelność monolitycznej obudowy betonowej i możliwość zainstalowania pod ziemią, bez znacznego ograniczania funkcjonalności powierzchni nad stacją. ORMAZABAL ma całą gamę stacji transformatorowych podziemnych o mocy od 160 kVA do 2000 kVA (w tym stacje dwutransformatorowe).

Stacja transformatorowa podziemna umożliwia wzmocnienie sieci energetycznej w obszarach miast i obszarach zabytkowych m.in. dla zasilania stacji ładowania samochodów *e-mobility*.



ORMAZBAL Polska Sp. z o.o.
44-100 GLIWICE, Ul. Toszecka 101 lok 307,
polonia@ormazabal.com
Tel. +48 512 162 212,
Tel.+48 509 305 110,
Tel.+48 691 590 062,
Tel. +48 537 988 110.

ORMAZABAL velatia

REKLAMA

TAB. 2. WSKAŹNIKI PRZECIĘTNYCH SYSTEMOWYCH PRZERW W ZASILANIU ODBIORCÓW W LATACH 2013–2018 [5, 8]

Wskaźniki		Rok	Operator				
			PGE Dystrybucja	TAURON Dystrybucja	Energa Operator	Enea Operator	innogy Stoen Operator
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI) [min/odb.]	SAIDI nieplanowe	2013	315,93	192,90	235,69	353,50	74,60
		2014	241,60	150,20	198,30	219,43	60,78
		2015	272,16	207,35	213,80	372,71	62,81
		2016	252,05	137,68	166,10	184,31	58,30
		2017	385,89	219,67	209,40	403,76	64,86
		2018	204,49	106,95	103,50	145,15	54,94
	SAIDI nieplanowe + katastrofalne	2013	343,37	196,16	283,90	415,33	76,89
		2014	279,50	151,10	203,70	223,49	64,03
		2015	283,17	238,67	239,40	410,03	66,03
		2016	281,90	137,94	177,00	185,98	61,40
		2017	461,70	238,41	298,00	671,06	69,81
		2018	211,81	107,18	107,20	152,68	56,19
	SAIDI planowe	2013	184,13	159,69	71,14	127,39	19,17
		2014	194,60	104,70	58,40	106,09	19,05
		2015	158,89	69,42	46,40	110,12	14,26
		2016	119,41	59,38	50,80	103,32	12,55
		2017	95,05	48,40	55,40	55,26	9,05
		2018	87,40	45,35	43,80	47,40	11,44
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI) [min/odb.]	SAIFI nieplanowe	2013	3,77	2,98	2,92	4,18	1,46
		2014	3,30	2,70	3,14	3,21	1,29
		2015	4,01	3,08	3,08	5,35	1,31
		2016	3,86	2,55	2,49	3,53	0,88
		2017	4,97	3,29	2,67	4,15	0,95
		2018	3,45	2,25	1,87	2,95	0,94
	SAIFI nieplanowe + katastrofalne	2013	3,80	2,99	2,95	4,21	1,47
		2014	3,30	2,70	3,15	3,21	1,30
		2015	4,02	3,10	3,09	5,36	1,31
		2016	3,88	2,55	2,50	3,54	0,89
		2017	5,00	3,30	2,69	4,23	0,96
		2018	3,45	2,25	1,87	2,96	0,94
	SAIFI planowe	2013	0,72	0,77	0,42	0,51	0,12
		2014	0,70	0,60	0,39	0,47	0,16
		2015	0,71	0,46	0,34	0,50	0,17
		2016	0,61	0,40	0,33	0,59	0,13
		2017	0,48	0,31	0,33	0,35	0,11
		2018	0,47	0,33	0,28	0,27	0,15
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) [szt./odb.]		2013	3,82	2,62	5,02	2,31	0,54
		2014	3,50	3,20	7,53	1,93	0,44
		2015	5,25	3,12	9,48	5,37	0,41
		2016	8,57	3,49	8,39	5,80	0,55
		2017	9,46	3,97	9,26	5,31	0,61
		2018	8,84	3,33	7,75	4,57	0,55
Liczba obsługiwanych odbiorców [szt.]		2013	5 193 721	5 334 408	2 946 008	2 438 037	948 317
		2014	5 225 653	5 334 408	3 036 404	2 460 758	964 802
		2015	5 263 722	5 332 731	2 950 595	2 460 758	978 628
		2016	5 307 050	5 372 951	2 950 595	2 487 023	997 447
		2017	5 350 667	5 532 681	2 992 418	2 552 699	1 015 829
		2018	5 402 204	5 597 536	3 066 129	2 588 896	1 038 419

W ich wyniku m.in. drzewa spoza normatywnych pasów wycinek przewracały się lub łamały, powodując trwałe uszkodzenia linii napowietrznych (zrywanie przewodów, zniszczenia słupów) oraz stacji. Wspomniane warunki atmosferyczne dotknęły dziesiątki tysięcy odbiorców energii elektrycznej. Skala i rozległość awarii oraz panujące wówczas warunki atmosferyczne utrudniały prace przy użyciu ciężkiego sprzętu (dźwigów, podnośników), co skutkowało długimi czasami ich usuwania. Przykładowo, orkan Grzegorz na obszarze dystrybucji Enea Operator pozbawił zasilania trzy stacje 110 kV/SN (GPZ), 3754 stacji elektroenergetycznych SN/nN oraz uszkodził 12 linii o napięciu 110 kV i 300 SN [5]. Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 160 000 odbiorców.
Na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja pozbawił zasilania osiem stacji 110 kV/SN (GPZ) i 3499 stacji elektroenergetycznych SN/nN oraz uszkodził 37 linii o napięciu 110 kV i 244 SN [5]. Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 194 000 odbiorców. Z kolei intensywne opady mokrego śniegu na terenie Śląska w dniach 18–19 kwietnia 2017 roku pozbawiły zasilania siedem stacji 110 kV/SN (GPZ) i 1850 stacji elektroenergetycznych SN/nN oraz uszkodziły 13 linii o napięciu 110 kV i 110 SN [5]. Trudności z dostawami energii elektrycznej dotknęły 114 000 odbiorców.
Dlatego tak ważne jest systematyczne przeprowadzanie zabiegów eksploatacyjnych obejmujących oględziny linii napowietrznych, ich przeglądy techniczne (wraz z urządzeniami) oraz okresowe wycinki drzew i krzewów pod nimi, które pozwalają na ograniczenie wpływu niekorzystnych warunków atmosferycznych.
Modernizacja infrastruktury sieciowej mająca na celu poprawę wskaźników niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej, szczególnie tych dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI), jest bardzo istotna z punktu widzenia ciągłości, niezawodności i pewności dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej. Realizacja działań ukierunkowanych na poprawę odporności sieci na niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii pozwalają z jednej strony na zmniejszenie jej rozmiarów, a z drugiej na znaczne ograniczenie czasów wyłączeń odbiorców przez nie spowodowanych. Do działań tych należą:
• wymiana przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci nN – w znacznym stopniu ogranicza to liczbę awarii spowodowanych przez drzewa i gałęzie,
• automatyzacja sieci SN – wiąże się to m.in. z instalacją w głębi sieci SN łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej, która nie obejmuje elementu uszkodzonego,
• stosowanie systemów sterowania i nadzoru (dyspozytorskich) – pozwala m.in. na zwiększenie obserwowalności sieci dystrybucyjnej oraz poprawę skuteczności i szybkości wykonywanych w niej przełączeń,
• wdrożenie łączności cyfrowej – umożliwia zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci dystrybucyjnej SN,
• zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN – realizuje się poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia dwustronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nN i skracanie obwodów nN,
• modernizacje stacji elektroenergetycznych SN/nN [5] – polegają one przeważnie na eliminacji zbędnych i wymianie wyeksploatowanych elementów stacji oraz izolowaniu elementów czynnych w przypadku stacji słupowych SN/nN.
Dodatkowo w celu maksymalnego ograniczenia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej prace w zakresie lokalizacji miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii, systematycznie zwiększany jest również zakres prac wykonywanych pod napięciem.
W celu poprawy poziomu bezpieczeństwa pracy operatorzy systemów dystrybucyjnych realizują szeroki program inwestycyjny i modernizacyjny. W ostatnich latach przeznaczono na ten cel 5,6 mld zł (2015 rok), 6 mld zł (2016 rok) i 5,9 mld zł (2017 rok), a w latach 2018–2020 – 17,3 mld zł [6].

WNIOSKI

Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej dzięki odpowiednim działaniom inwestycyjnym, modernizacyjnym i eksploatacyjnym operatorów systemów dystrybucyjnych ulega stopniowej poprawie. Jest on jednak niewystarczający w kontekście ekstremalnych warunków atmosferycznych, które coraz częściej występują na terenie kraju.
Dalsza poprawa poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga ograniczenia ryzyka wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej. Można to uzyskać dzięki właściwej systematycznej eksploatacji sieci dystrybucyjnej, modernizacji infrastruktury sieciowej i realizacji działań ukierunkowanych na poprawę odporności sieci dystrybucyjnej na nagłe niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii.

Literatura

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (DzU z 2007 r. nr 93, poz. 623, z późn. zm.).
2. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2016 r., Minister Energii, Warszawa 2017.
3. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2019.
4. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2018.
5. W. Dołęga, „Wybrane aspekty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej", „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej" 2019, nr 67.
6. W. Dołęga, „Zagrożenia i wyzwania dla krajowej sieci dystrybucyjnej", „Energetyka" 2018, nr 9.
7. Raport „Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna", PTPiREE, Poznań 2017.
8. Strony internetowe operatorów systemów dystrybucyjnych: Enea Operator, Energa Operator, innogy Stoen Operator, PGE Dystrybucja oraz TAURON Dystrybucja.



DR HAB. INŻ. WALDEMAR DOŁĘGA, PROF. PWr
Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska

Przyczyny i skutki awarii w liniach napowietrznych

Linie elektroenergetyczne napowietrzne i kablowe stanowią ważny element sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej, obejmującej sieć przesyłową 400 i 220 kV, dystrybucyjną 110 kV (tzw. wstępnego rozdziału), dystrybucyjną SN 6, 10, 15, 20 i 30 kV (rozdzielczą) oraz nN 0,4 kV. W kraju użytkowanych jest łącznie 829 572 km linii elektroenergetycznych, z czego 14 069 km stanowią te o napięciu 400 i 220 kV (1,7% łącznej długości), 33 757 km – 110 kV (4,1%), 311 604 km to linie SN (37,6%), a 470 142 km – nN (56,6%) [1].

CHARAKTERYSTYKA LINII NAPOWIETRZNYCH W POLSCE

Linie napowietrzne przeznaczone są do przesyłania energii elektrycznej i składają się z przewodów, izolacji, konstrukcji wsporczych (słupów), osprzętu oraz innych elementów wyposażenia, zależnie od sposobu ich pracy. Pod względem długości stanowią obecnie prawie 99% linii o napięciu 400, 220 i 110 kV, 65% SN i 49% nN [9]. W tab. 1 przedstawiono udział linii napowietrznych dla pięciu kluczowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD): Enea Operator, Energa Operator, innogy Stoen Operator, PGE Dystrybucja oraz TAURON Dystrybucja [2].

TAB. 1. CHARAKTERYSTYKA LINII NAPOWIETRZNYCH UŻYTKOWANYCH PRZEZ KLUCZOWYCH KRAJOWYCH OSD NA DZIEŃ 1.01.2017 ROKU [9]

Operator	Obszar działalności [tys. km²]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii [km]	Udział linii napowietrznych [%]
PGE Dystrybucja	122,43	5307,05	10 176 – WN 110 801 – SN 238 411 – nN	99,7 – WN 82,4 – SN 74,3 – nN
TAURON Dystrybucja	57,07	5372,95	11 084 – WN 64 014 – SN 108 755 – nN	98,9 – WN 63,5 – SN 65,9 – nN
Energa Operator	74,85	2992,42	6427 – WN 68 033 – SN 87 785 – nN	99,4 – WN 81,4 – SN 64,7 – nN
Enea Operator	58,21	2520,17	5195 – WN 45 650 – SN 52 287 – nN	99,6 – WN 74,2 – SN 52,2 – nN
innogy Stoen Operator	0,51	997,45	497 – WN 7623 – SN 8959 – nN	76,5 – WN 3,8 – SN 24 – nN

PRZYCZYNY AWARII

Awarie linii napowietrznych mogą być spowodowane niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury, burze z wyładowaniami itp.), przyczynami technicznymi, a także innymi czynnikami. W wyniku tych pierwszych może dochodzić do przewracania się lub łamania drzew (spoza normatywnych pasów wycinek), konarów i gałęzi, przenoszenia ich lub innych przedmiotów na linie, powodując ich trwałe uszkodzenia (zrywanie przewodów, łamanie słupów, zniszczenia izolatorów), a także zwarcia prowadzące do awaryjnych wyłączeń o charakterze trwałym lub przemijającym. Przyczyny techniczne mają związek ze starzeniem się elementów infrastruktury sieciowej, np. zerwaniem czy uszkodzeniem przewodów, izolatorów, awariami wyłączników, przekładników lub zabezpieczeń. Inne przyczyny obejmują zdarzenia u odbiorców, działania osób postronnych, mechaniczne uszkodzenia linii napowietrznych w trakcie prac budowlanych lub polowych, elementy obce na urządzeniach, działania zwierząt i ptaków.

EKSTREMALNE WARUNKI POGODOWE

Awarie linii napowietrznych stanowią potencjalnie duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które rośnie w przypadku wystąpienia ekstremalnych zjawisk pogodowych. W takich warunkach skala i rozległość awarii może być znaczna i nabiera charakteru masowego, a efekt ten jeszcze się zwiększa, jeżeli linie napowietrzne przebiegają przez tereny zalesione. Ponadto trudne warunki atmosferyczne komplikują dojazd pogotowia energetycznego na miejsce awarii i prace przy użyciu ciężkiego sprzętu (dźwigów czy podnośników), co skutkuje długim czasem usuwania powstałych szkód.

2017 ROK

Przykładowe ekstremalne warunki atmosferyczne, które wystąpiły na terenie Polski w 2017 roku [4]:

- intensywne opady mokrego śniegu na Śląsku (głównie w okolicach Częstochowy i Kłobucka) w połączeniu z porywistym wiatrem w dniach 18–19 kwietnia – na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja doprowadziły do uszkodzenia 13 linii o napięciu 110 kV i 110 SN oraz pozbawiły zasilania siedem stacji 110 kV/SN (GPZ) i 1850 SN/nN [7], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 114 000 odbiorców;
- gwałtowna burza w nocy z 11 na 12 sierpnia – spowodowała awaryjne wyłączenie sześciu napowietrznych linii przesyłowych jednotorowych o napięciu 220 kV i trzech torów napowietrznych linii przesyłowych dwutorowych o napięciu 220 i 400 kV; na obszarze dystrybucji Enea Operator w kulminacyjnym momencie doprowadziła do uszkodzenia 24 linii o napięciu 110 kV i 313 SN oraz pozbawiła zasilania 14 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 7268 SN/nN [3], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ok. 250 000 odbiorców; na obszarze obsługiwanym przez TAURON Dystrybucja doprowadziła do uszkodzenia 10 linii o napięciu 110 kV i 65 SN oraz pozbawiła zasilania dwie stacje 110 kV/SN (GPZ) i 1412 SN/nN [3], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ok. 70 000 odbiorców;

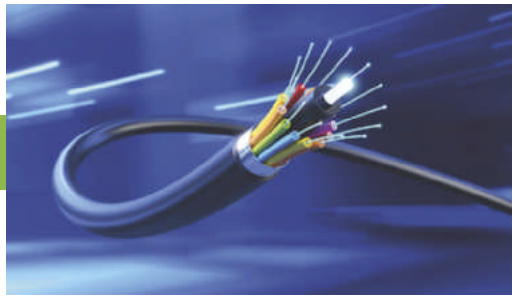
ENECONSULTING



PRZEWODY NAPOWIETRZNE OPGW/ADSS



MAGAZYNY ENERGII
OSPRZĘT DO PRZEWODÓW



ŚWIATŁOWODY
KABLE 110 kV



OSPRZĘT OCHRONNY
SŁUPY KRATOWE

WWW.ENECONSULTING.PL

Błażeja 104 B, 61-608 Poznań +48 883 950 680 biuro@eneconsulting.pl

• orkan Ksawery w dniach 5–8 października – spowodował wyłączenia awaryjne 16 napowietrznych linii przesyłowych jednotorowych o napięciu 220 i 400 kV, sześciu torów napowietrznych linii przesyłowych dwutorowych o napięciu 220 kV i jednego autotransformatora 220/110 kV; na obszarze dystrybucji Enea Operator doprowadził do uszkodzenia 48 linii o napięciu 110 kV i wielu SN oraz pozbawił zasilania 46 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 15 000 SN/nN [3], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 600 000 odbiorców; na obszarze obsługiwanym przez TAURON Dystrybucja doprowadził do uszkodzenia 73 linii o napięciu 110 kV i 484 SN oraz pozbawił zasilania 30 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 6063 SN/nN [3], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 320 000 odbiorców;
• orkan Grzegorz w dniach 29–30 października – na obszarze dystrybucji Enea Operator doprowadził do uszkodzenia 12 linii o napięciu 110 kV i 300 SN oraz pozbawił zasilania trzy stacje 110 kV/SN (GPZ) i 3754 SN/nN [7], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 160 000 odbiorców; na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja przyczynił się do uszkodzenia 37 linii o napięciu 110 kV i 244 SN oraz pozbawił zasilania osiem stacji 110 kV/SN (GPZ) i 3499 SN/nN [7], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 194 000 odbiorców.
Skala koniecznych napraw była ogromna i porównywalna z koniecznością odtworzenia nowej infrastruktury sieciowej. Wymienione awarie były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji operatorów systemów dystrybucyjnych. Szacunkowa wartość energii elektrycznej niedostarczonej w 2017 roku w ich wyniku wyniosła ok. 29,9 GWh (Enea Operator) i 7,8 GWh (TAURON Dystrybucja) [7].

2018 ROK

W 2018 roku występowało znacznie mniej gwałtownych burz i niekorzystnych ekstremalnych zjawisk pogodowych. Do najistotniejszych w skutkach należały awarie sieciowe spowodowane przez:
• orkan Fryderyka w dniach 18–19 stycznia – na obszarze dystrybucji Enea Operator doprowadził do uszkodzenia dwóch linii o napięciu 110 kV i wielu SN oraz pozbawił zasilania 1853 stacje SN/nN [2], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 48 000 odbiorców;
• gwałtowne burze w dniach 21–22 czerwca – na obszarze dystrybucji Enea Operator doprowadziły do uszkodzenia pięciu linii o napięciu 110 kV i 145 SN oraz pozbawiły zasilania 2227 stacji SN/nN [2], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 77 000 odbiorców;
• wichura związana z układem niżu Fabienne w dniach 23–25 września – na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja doprowadziła do uszkodzenia 14 linii 110 kV i wielu SN oraz pozbawiła zasilania 1748 stacji SN/nN [2], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 104 000 odbiorców;
• wichura w dniach 29–31 października – na obszarze obsługiwanym przez TAURON Dystrybucja doprowadziła do uszkodzenia 12 linii 110 kV i wielu linii SN i pozbawiła zasilania 676 stacji SN/nN [2], a problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 36 000 odbiorców.



fot. Shutterstock

1 Zapobieganie awariom linii napowietrznych wiąże się z działaniami zmierzającymi do ograniczenia przerw w dostawie energii elektrycznej

Szacunkowa wartość energii elektrycznej niedostarczonej w 2018 roku w wyniku tych awarii wyniosła ok. 7,2 GWh (Enea Operator) i 3,5 GWh (TAURON Dystrybucja) [2].

ZAPOBIEGANIE AWARIOM

Zapobieganie awariom linii napowietrznych wiąże się z jednej strony z działaniami zmierzającymi do zmniejszenia ryzyka ich wystąpienia, a z drugiej do ograniczenia przerw w dostawie energii elektrycznej przez nie wywołanymi. Obejmują one:
• właściwą, systematyczną i planową eksploatację napowietrznych sieci elektroenergetycznych – umożliwia ona ograniczenie wpływu niekorzystnych warunków atmosferycznych poprzez planową i systematyczną realizację określonych zabiegów eksploatacyjnych, m.in. oględziny linii napowietrznych, przeglądy techniczne oraz okresowe wycinki drzew i krzewów;
• modernizację infrastruktury sieciowej – ma ona na celu poprawę wskaźników niezawodności pracy sieci dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI) i obejmuje modernizację długich ciągów napowietrznych linii SN i nN z wykorzystaniem nowoczesnych rozwiązań technicznych i technologicznych w lokalizacjach, w których istnieje zwiększone prawdopodobieństwo wystąpienia ekstremalnych warunków pogodowych lub w innych miejscach wrażliwych na awarie; modernizacje wiążą się z przebudową linii napowietrznych na kablowe lub wyprowadzeniem ich z terenów leśnych; zwiększenie udziału linii kablowych wpływa na zmniejszenie awaryjności sieci elektroenergetycznych i przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania, a także stanowi jeden z podstawowych czynników oddziałujących na wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI – są one bowiem w mniejszym stopniu narażone na działanie warunków atmosferycznych oraz uszkodzenia mechaniczne niż linie napowietrzne; udział linii kablowych w przypadku sieci SN wynosi 35%, a ich długość zwiększa się o ok. 2000 km rocznie [10], co jest niestety

niewystarczające; w raporcie „Krajowy plan automatyzacji sieci elektroenergetycznej oraz zmiany struktury sieci z technologii linii napowietrznych na kablowe" opracowanym przez PTPiREE przeprowadzono analizy dotyczące uzyskania poziomu 75-procentowego udziału skablowania sieci SN w 2040 roku [10] – łączne nakłady operatorów systemów dystrybucyjnych oszacowano na poziomie 47,6 mld zł, przy obecnych założeniach i przeznaczeniu na ten cel ok. 12,6 mld zł [10];
• realizację działań ukierunkowanych na poprawę odporności na niekorzystne (ekstremalne) zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii – wymiana przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN oraz izolowane w sieci nN, automatyzację sieci SN, stosowanie systemów sterowania i nadzoru (dyspozytorskich), wdrożenie łączności cyfrowej, zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN i modernizację stacji elektroenergetycznych SN/nN [7].

USUWANIE AWARII

W przypadku wystąpienia awarii sieci napowietrznej priorytetowo usuwa się awarie zagrażające życiu i zdrowiu. Obejmują one uszkodzenia linii w postaci złamania lub przewrócenia słupów czy zerwania przewodów, przy czym najpilniejsze są te w pobliżu budynków mieszkalnych i skrzyżowań z drogami czy ulicami.
Następnie kolejność usuwania awarii odbywa się według poziomu napięcia sieci. Jako pierwsze naprawiane są linie napowietrzne 110 kV, następnie SN i nN. Taki sposób postępowania umożliwia najszybsze przywracanie napięcia dużym grupom odbiorców.

INSTRUKCJE USUWANIA AWARII

Ograniczenie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na skutek awarii linii napowietrznych wymaga, aby prace naprawcze były podejmowane niezwłocznie, a także by ekipy serwisowe działały szybko i sprawnie. W tym celu konieczna jest właściwa praca i koordynacja służb dyspozytorskich, serwisowych czy pogotowia energetycznego oraz stosowanie się do opracowanej przez operatora instrukcji działania.
W wielu przedsiębiorstwach sieciowych funkcjonuje procedura „Przygotowanie i realizacja zadań związanych z usuwaniem awarii", która zapewnia właściwą współpracę służb dyspozytorskich prowadzących ruch sieci elektroenergetycznej ze służbami serwisu realizującymi działania naprawcze w obszarze infrastruktury sieciowej [2]. Służby dyspozytorskie, pełniąc całodobowe dyżury, dysponują zespołami pogotowia energetycznego, przeszkolonymi brygadami serwisowymi oraz doświadczoną kadrą inżynieryjno-techniczną. Postępowanie przy usuwaniu awarii sieci dystrybucyjnej, obejmujące te występujące w liniach napowietrznych, w tym również w przypadku awarii masowej, jest określone i uregulowane we właściwych wytycznych, takich jak „Instrukcja postępowania przy likwidacji stanów awaryjnych występujących w sieci elektroenergetycznej" oraz „Instrukcja postępowania w przypadku wystąpienia awarii masowej w sieci dystrybucyjnej" [3].

W kontekście zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej ważne jest systematyczne zwiększanie zakresu prac realizowanych w technologii prac pod napięciem.

WYPOSAŻENIE I SPRZĘT EKIP SERWISOWYCH

W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców podejmuje się – jeśli jest to konieczne – określone działania, takie jak zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych czy wykorzystanie serwisowych mobilnych linii kablowych, które składają się z kabla wzmocnionego dodatkową izolacją zewnętrzną, umocowanego na bębnie na przewoźnej przyczepie i przystosowanego do wielokrotnego zwijania i rozwijania. Stosuje się je przy tworzeniu tymczasowego zasilania w energię elektryczną. Linia kablowa ułożona na ziemi nie wymaga pozwoleń na budowę, dzięki czemu włączenie jej w miejsce uszkodzonego odcinka sieci trwa stosunkowo krótko i pozwala na szybkie podjęcie działań naprawczych lub serwisowych przy ciągłym utrzymaniu dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Rozwiązanie to jest bardzo pomocne przy usuwaniu awarii linii napowietrznych SN i sprawdza się najlepiej w sytuacji, gdy przywrócenie zasilania do odbiorców zajęłoby dużo czasu z powodu wielkości uszkodzeń.
Usuwanie awarii linii napowietrznych jest realizowane przez właściwe służby operatorów systemów dystrybucyjnych (pogotowie energetyczne, brygady serwisowe i wykonawcze) oraz współpracujące z nimi firmy zewnętrzne. Pracowników tego typu wyposaża się m.in. w sprzęt ochronny, materiały eksploatacyjne, mierniki, narzędzia ręczne – zwykłe i do pracy pod napięciem, elektronarzędzia (takie jak szlifierka kątowa, wiertarka, wkrętarka, spawarka, pilarka łańcuchowa (spalinowa) i sekatory na drążkach) oraz agregaty prądotwórcze.
Ważny element wyposażenia stanowią również specjalistyczne samochody umożliwiające sprawne poruszanie się ekip serwisowych i pogotowia energetycznego w trudnym terenie, czasami w ekstremalnych warunkach pogodowych, a także zapewniające szybkie dotarcie do uszkodzonych linii i urządzeń elektroenergetycznych. Pojazdy tego typu mają najczęściej napęd na cztery koła bądź możliwość blokady tylnego mostu,



fot. Shutterstock

2 Likwidacja awarii w liniach napowietrznych często wiąże się z koniecznością wykonywania prac na wysokościach

TAB. 2. OGRANICZENIA W DOSTAWACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO ODBIORCÓW W KSE W 2017 ROKU [3]

Rodzaj ograniczenia	Miesiąc												Łącznie w całym roku
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej [MWh]	631	765	531	2765	83	4396	1068	13 192	288	18 592	971	5567	48 849
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej, wynikającej ze złych warunków atmosferycznych [MWh]	452	711	321	2516	59	4324	999	13 061	125	18 596	944	5329	47 437

wyposaża się je ponadto w odpowiednie osłony oraz specjalistyczną zabudowę, a także w urządzenia dodatkowe, np. podnośniki czy wyciągarki. Trzeba mieć na uwadze, że na trudnym terenie dojazd do uszkodzonych linii i urządzeń elektroenergetycznych trwa często dłużej niż sama ich naprawa.

Likwidacja awarii w liniach napowietrznych zazwyczaj wiąże się z koniecznością wykonywania prac naprawczych przez elektromonterów na wysokościach, w miejscach trudno dostępnych. Wymaga to zastosowania odpowiedniego sprzętu, który umożliwi efektywną, komfortową i przede wszystkim bezpieczną pracę. Najczęściej na wyposażeniu służb serwisowych i pogotowia energetycznego znajdują się podnośniki koszowe przegubowo-teleskopowe lub hydrauliczne zamontowane na samochodach. Pozwalają one na wykonywanie prac w dużym zakresie wysokości roboczych i wysięgu bocznego. Stosuje się tu także rozwiązania z ramieniem teleskopowym bądź nożycowym (spalinowym lub elektrycznym) oraz podnośniki koszowe samojezdne. Te ostatnie mogą samodzielnie przemieszczać się na ograniczonym terenie, na którym prowadzone są prace wysokościowe serwisowe lub naprawcze. Dzięki zwartej i kompaktowej konstrukcji mają one możliwość wjazdu do miejsc o utrudnionym dostępie, w przypadku których wjazd pojazdu specjalistycznego nie byłby możliwy.

Zasady postępowania w przypadkach wystąpienia wzmożonych awarii sieciowych określone są w procedurze „Zasady postępowania w sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi", stosowanej w wielu przedsiębiorstwach energetycznych [3]. Na jej podstawie m.in. poszczególne oddziały przedsiębiorstwa zawierają porozumienia z wykonawcami zewnętrznymi w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci dystrybucyjnej.

Skala awarii spowodowanych ekstremalnymi nagłymi zjawiskami atmosferycznymi o dużym nasileniu wymaga często zmobilizowania wszystkich dostępnych ekip. Przykładowo przy usuwaniu skutków gwałtownej burzy w nocy z 11 na 12 sierpnia 2018 roku na obszarze dystrybucji Enea Operator zaangażowanych było 200 brygad naprawiających uszkodzenia i dokonujących przełączeń na sieci elektroenergetycznej [3] (wliczając osoby dozoru i dyspozytorów było to łącznie prawie 1000 osób), a w pracach brało udział 120 podnośników i 61 dźwigów.

KOSZTY AWARII

Koszty awarii linii napowietrznych najczęściej są wysokie, szczególnie w sytuacji wystąpienia anomalii pogodowych i ekstremalnych warunków atmosferycznych. Skala koniecznych napraw jest wtedy ogromna i często porównywalna z koniecznością budowy nowej infrastruktury sieciowej. Ponadto dochodzi wtedy również do znacznych ograniczeń w dostawie energii elektrycznej. Szacunkowa wartość energii elektrycznej niedostarczonej w 2017 roku w wyniku awarii sieciowych została przedstawiona w tab. 2.

WNIOSKI

Awarie linii napowietrznych w kraju wynikają z głównie anomalii pogodowych i ekstremalnych warunków atmosferycznych, ale także z przyczyn technicznych i innych, takich jak: błędy ludzkie, działanie osób trzecich, zwierząt czy ptaków. Te związane z pogodą często mają znaczną skalę, czego efektem jest pozbawienie zasilania dziesiątek, a nawet setek tysięcy odbiorców energii elektrycznej. Aby temu zapobiec, podejmuje się działania zmierzające do ograniczenia ryzyka ich wystąpienia oraz skrócenia wywołanych przez nie przerw w dostawie energii elektrycznej. Awarie, jakie wystąpiły w 2017 i 2018 roku, potwierdziły konieczność realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych i eksploatacyjnych, które pozwolą na uniknięcie lub przynajmniej ograniczenie skali masowych awarii sieciowych w przypadku wystąpienia nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu w przyszłości.

Literatura

1. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2016 r., Warszawa 2017.
2. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r., Warszawa 2019.
3. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r., Warszawa 2018.
4. W. Dołęga, „Awarie sieciowe i systemowe w krajowej sieci przesyłowej", „Elektro.Info" 2020, nr 1–2.
5. W. Dołęga, „Obciążalność termiczna napowietrznych linii elektroenergetycznych 400, 220 i 110 kV", „Energetyka" 2016, nr 1.
6. W. Dołęga, „Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego", Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013.
7. W. Dołęga, „Wybrane aspekty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej", „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej" 2019, nr 67.
8. V. Hudym, A. Jagiełło, „Zasady projektowania i eksploatacji elektroenergetycznych linii napowietrznych", Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej, Kraków 2016.
9. Raport „Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna", PTPiREE, Poznań 2017.
10. Raport „Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna", PTPiREE, Poznań 2018.



DR INŻ. KRZYSZTOF BILLEWICZ
Katedra Informatyki, Wydział Informatyki i Zarządzania, Politechnika Wrocławska

Sytuacja obecna i perspektywy rozwoju Smart Grid w Polsce

W dzisiejszych czasach określenie „zmiana" najbardziej opisuje otaczającą nas rzeczywistość. Świat dynamicznie się zmienia, a największy wpływ na społeczeństwo ma digitalizacja i informatyzacja kolejnych obszarów gospodarki – przenoszenie danych i informacji oraz zarządzania nimi do cyberprzestrzeni. System elektroenergetyczny również ulega zmianom w wielu dziedzinach, czego przykładem mogą być wdrożenia nowoczesnych technologii, m.in. z tzw. obszaru Smart Grid.

PRZEKSZTAŁCENIA ELEKTROENERGETYKI

Wiadomo już na pewno, że elektroenergetyka jutra będzie zupełnie inna, niż była wczoraj, a proces dynamicznego rozwoju technologicznego jeszcze się nie zakończył i w zasadzie trudno określić, kiedy to nastąpi. Zmiany dokonujące się w systemie elektroenergetycznym wynikają z wielu czynników:

• podejmowania w skali globalnej działań zmierzających do ograniczenia zmian klimatycznych i ocieplenia klimatu. W przypadku Polski jest to również spowolnienie postępujących procesów odwodnienia i stepowienia, widocznych w największym stopniu w Wielkopolsce i w województwie łódzkim;

• świadomości wyczerpywania się paliw kopalnych i wydobywania ich przy jednoczesnej dewastacji środowiska naturalnego (kopalnie odkrywkowe, szkody górnicze), a także spalanie tych paliw i związana z tym procesem emisja zanieczyszczeń;

• konieczności zmiany dotychczas eksploatowanych jednostek wytwarzających energię elektryczną na bardziej ekologiczne – stąd działania dążące do wykorzystania w tym celu sił przyrody, które można traktować jako niewyczerpalne;

• decentralizacji – rozwoju i silnego wzrostu liczby mikroinstalacji, wynikającego z chęci posiadania przez odbiorców własnych urządzeń produkujących energię elektryczną, aby w większym stopniu uniezależnić się od tej dostarczanej przez sieć i związanych z tym opłat. Trzeba tu zaznaczyć, że takie systemy sprzyjają zużyciu energii w pobliżu jej wytwarzania, co znacząco zmniejsza straty energii wynikające z jej przesyłu na duże odległości. Aby nadmiar wygenerowanej energii, niewykorzystanej przez odbiorcę, można było bezproblemowo odprowadzić do sieci, potrzebne jest dostosowanie linii i transformatorów do zmiany kierunku przepływu energii;

• chęci zwiększania efektywności energetycznej, która prowadzi do zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną, co zapewnia ograniczenie konieczności jej produkcji, np. z paliw kopalnych, i przekłada się na mniejsze oddziaływanie elektroenergetyki na środowisko naturalne;

• świadomości niewykorzystywania mocy wytwórczych, a jednocześnie konieczności dokonywania redukcji obciążenia na żądanie w sytuacjach zagrożenia wystąpienia deficytu mocy – system elektroenergetyczny jest przygotowany do pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z wymaganą rezerwą – zapasem, jednak w wyniku tego znaczna część mocy wytwórczych (ok. 1,5 GW przy zapotrzebowaniu krajowym wynoszącym 26 GW) jest wykorzystywana jedynie przez kilkadziesiąt lub kilkaset godzin w roku, ponadto w niektórych godzinach lub dniach w roku możliwości generacji mocy są niewystarczające do pokrycia prognozowanego zapotrzebowania. Dlatego pojawia się pomysł, żeby zamiast budowy kolejnych mocy wytwórczych, wykorzystywanych przez maksymalnie kilka procent czasu w roku, zaproponować odbiorcom programy redukcji zapotrzebowania, za realizację których otrzymają stosowną gratyfikację;

• oczekiwań społeczeństwa co do jak najwyższej niezawodności pracy sieci, które w coraz większym stopniu wykorzystują technologie cyfrowe;

• rozwoju elektromobilności – trzeba przyznać, że idea jest słuszna, powstaje jednak pytanie, jak sieć elektroenergetyczna ma sprostać temu wyzwaniu, skoro już teraz w niektórych sytuacjach konieczne jest wprowadzanie stopni zasilania, czyli ograniczanie możliwości pobierania energii przez pewne podmioty;

• urealniania cen za energię elektryczną – opłaty ponoszone przez odbiorców końcowych powinny odzwierciedlać koszty jej wytworzenia i dystrybucji, a te mogą się zmieniać w zależności od różnych godzin i dni roku. Wynika to ze zmian po stronie podażowej (możliwości wyprodukowania jedynie określonej ilości energii w danych godzinach) oraz z występującego zmiennego popytu (czyli zapotrzebowania na energię ze strony innych odbiorców). Aby urealnić ceny, potrzebne są odpowiednie urządzenia po stronie klienta, np. inteligentne liczniki energii, a także opracowana polityka powiadamiania odbiorców o kosztach przy wykorzystaniu tzw. sygnałów cenowych;

• cyberbezpieczeństwa – nie jest to podstawowy kierunek zmian, ale istotny element towarzyszący podczas wdrażania wielu nowoczesnych technologii. Zarówno infrastruktura sieciowa, jak i centra zarządzania pracą sieci, obsługą klienta, a także realizacja innych procesów stają się coraz bardziej zinformatyzowane. Wykorzystanie technologii teleinformatycznych zwiększa szybkość i niezawodność pracy, eliminuje lub ogranicza tzw. czynnik ludzki, będący nierzadko zawodnym lub podatnym na pomyłkę, lecz jednocześnie zwiększa ryzyko wystąpienia w sieci cyberataku. Systemy teleinformatyczne w inteligentnej sieci nadzorują rzeczywisty proces dostaw energii elektrycznej, a więc błędne dane wykorzystywane do zarządzania siecią lub nieuprawnione sterowanie urządzeniami mogą powodować poważne uszkodzenia urządzeń sieciowych, a tym samym rozległe awarie zasilania.

ZWOLENNICY I PRZECIWNICY ZMIAN

Wymienione czynniki wyznaczają kierunki zmian w systemie elektroenergetycznym i dotyczą infrastruktury technicznej i sieciowej, automatyki sieciowej, pozyskiwania oraz przetwarzania danych, zarządzania siecią i danymi, ale także mentalności klientów, którzy będą musieli sobie uświadomić, że dotychczasowy paradygmat korzystania z elektryczności – czyli stała dostępność energii elektrycznej – będzie odchodzić w przeszłość.

Ponadto należy podkreślić, że chęć wprowadzania różnych zmian, a w zasadzie ich rodzaju, w dużej mierze zależy od oczekiwań poszczególnych grup społecznych.

Politycy i ekolodzy będą kładli nacisk na zatrzymanie zmian klimatycznych, redukcję emisji CO_2, ograniczenie wydobycia paliw kopalnych czy wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Elektroenergetycy będą zwracali uwagę na niezawodne i bezpieczne dostarczanie energii elektrycznej oraz na przebudowę sieci, aby możliwe było odebranie energii od odbiorców – prosumentów. Odbiorcy z kolei będą oczekiwali stałej dostępności energii elektrycznej po akceptowanej cenie, niezmieniającej się w poszczególnych godzinach doby, a najchętniej możliwości jej kupna w obniżonej cenie.

Dla odbiorców obecne zmiany mogą być niezrozumiałe, dodatkowo mogą powodować irytację wynikającą z konieczności poniesienia ich kosztów. Część użytkowników chciałaby mieć własne źródła energii elektrycznej, aby mniej płacić za prąd, a dodatkowo energią z własnych ogniw ładować akumulator pojazdu elektrycznego i mieć darmowy transport. Z kolei górnicy i pracownicy wielkich elektrowni raczej będą przeciwnikami zmian w elektroenergetyce, ponieważ mogą one dla nich oznaczać utratę dobrej pracy, a niekoniecznie odnajdą się w mocno zinformatyzowanych przedsiębiorstwach wspierających sieć elektroenergetyczną i świadczących tam nowe usługi.

Ze względu na powyższe aspekty wielu ludzi może być zwolennikami utrzymania obecnego stanu lub spowolnienia wprowadzanych zmian. Znajdzie się jednak również wielu inwestorów, którzy będą podejmowali działania w celu wdrażania nowych rozwiązań, często związanych z technologiami należącymi do grupy Smart Grid. Wśród nich można wyróżnić:

- odbiorców końcowych, którzy będą realizowali inwestycje związane z zakupem i przyłączaniem mikroinstalacji, a następnie również zasobników energii i infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, a także z budową systemów umożliwiających sterowanie pracą urządzeń domowych w zależności od zmieniających się cen energii;
- operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) odpowiadających za wdrożenie u odbiorców końcowych inteligentnych liczników energii, które zapewniają zdalny odczyt, modernizację stacji SN/nN oraz sieci, w tym przystosowanie jej do przyłączania mikroinstalacji (i występowania wstecznych przepływów energii) czy stacji ładowania pojazdów elektrycznych, a nawet ich budowę;
- prywatne przedsiębiorstwa zainteresowane budową stacji ładowania pojazdów elektrycznych;
- operatora systemu przesyłowego (OSP) realizującego rozbudowę i modernizację sieci najwyższych napięć oraz budowę łączy transgranicznych;
- zarządców rynku energii, w tym rynku bilansującego oraz krajowej dyspozycji mocy, których działania będą związane z polityką cenową (kształtowaniem cen energii poprzez stosowanie określonych bodźców cenowych), programami redukcji obciążenia przez odbiorców końcowych na żądanie oraz zwiększaniem efektywności wykorzystania istniejących mocy wytwórczych;
- właścicieli jednostek wytwórczych, których inwestycje będą dążyły do zmniejszania oddziaływania elektrowni na środowisko, zwłaszcza w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń i zwiększania efektywności ich pracy.

fot. Shutterstock



1 Inteligentne sieci elektroenergetyczne to rozwiązania, w których zainstalowano zaawansowane urządzenia elektroniczne i technologie telekomunikacyjne służące do poprawy sterowania pracą sieci oraz zarządzania energią

Elektrometal Energetyka SA

Pomysły z energią

Zabezpieczenia WN

e²TANGO-2000

IEn

sprawdzone algorytmy zabezpieczeniowe

zdalny dostęp serwisowy

wysoka odporność na zakłócenia

sprawdzona baza sprzętowa

gorąca rezerwa



www.elektrometal-energetyka.pl

CZYM JEST SMART GRID?

Inteligentne sieci elektroenergetyczne (ang. *Smart Grids*) to sieci, w których zainstalowano zaawansowane urządzenia elektroniczne i technologie telekomunikacyjne służące do poprawy sterowania pracą sieci oraz zarządzania energią. Umożliwiają przyłączanie do sieci mikrogeneratorów (na poziomie niskiego napięcia) i zasobników energii oraz pozwalają zarządzać urządzeniami domowymi znajdującymi się „za licznikiem" w poszczególnych gospodarstwach domowych. Technologie wdrażane jako elementy inteligentnej sieci ułatwiają sterowanie jej pracą, skracają czas trwania awarii, automatyzują pracę sieci, umożliwiają łatwiejszą regulację wartości napięć, upraszczają kompensację mocy biernej, dostarczają narzędzi potrzebnych do zarządzania zapotrzebowaniem na energię w sytuacjach awaryjnych lub w przypadku zagrożenia wystąpienia deficytu mocy w systemie. Dodatkowo – dzięki zastosowaniu wielu czujników, mierników i liczników – informują o bieżącym stanie sieci, a odpowiednie algorytmy pomagają przewidywać, jak mogą rozwinąć się sytuacje nietypowe, co pozwala z wyprzedzeniem planować pewne działania operatorskie.
Ze względu na dostępność wielu danych możliwe jest uzyskanie informacji o stopniu obciążenia poszczególnych elementów systemu oraz o ewentualnych efektach i zmianach, jeżeli doszłoby do wyłączenia bądź uszkodzenia transformatora lub linii. Ponadto umożliwiają pozyskanie informacji o stanie i kondycji poszczególnych urządzeń sieciowych oraz przewidywanie ich awarii, co pozwala na oszacowanie czasu bezawaryjnej pracy i wyznaczenie terminu przeprowadzenia konserwacji.

REALIZACJA SMART GRID

Przekształcanie tradycyjnych sieci w inteligentne wymaga wdrożenia odpowiednich urządzeń, stworzenia infrastruktury telekomunikacyjnej, opracowania programów cenowych oraz prowadzenia edukacji odbiorców (w przeciwnym razie będą oni karani finansowo wyższymi cenami za zachowania niezgodne z pożądanymi lub oczekiwanymi).
Smart Grid to sieć elektroenergetyczna, która może – w korzystny finansowo sposób – zintegrować zachowanie i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników (generujących energię, odbiorców energii oraz tych, którzy realizują obydwie te funkcje) w celu zapewnienia efektywnego ekonomicznie, zrównoważonego systemu zasilania, charakteryzującego się niskimi stratami, a także wysokim poziomem jakości, bezpieczeństwa i niezawodności dostaw.
Chociaż elementy inteligentne znajdują się w wielu istniejących sieciach, to różnica między nimi a inteligentną siecią przyszłości polega głównie na zdolności do realizacji w wydajny i skuteczny sposób z większą złożonością zadań niż te, które występują obecnie. Inteligentna sieć będzie wykorzystywać innowacyjne rozwiązania, produkty i usługi wraz z zaawansowanymi technologiami monitorowania, sterowania, komunikacji i samonaprawy, aby:
• w większym stopniu niż obecnie ułatwić przyłączenie i współpracę z generatorami wszystkich mocy i technologii,
• umożliwiać odbiorcom energii odgrywanie roli w optymalizacji działania systemu (np. elektrownie wirtualne),
• zapewniać klientom dostęp do bardziej szczegółowych informacji oraz umożliwiać współpracę z ich zasobami energetycznymi,
• w znaczącym stopniu zmniejszać wpływ całego systemu dostarczania energii elektrycznej na środowisko naturalne,
• utrzymywać, a nawet poprawiać istniejący wysoki poziom jakości dostarczanej energii oraz niezawodności i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego,
• efektywnie utrzymywać i ulepszać świadczone obecnie usługi,
• wspierać integrację rynków energii w kierunku wspólnego rynku europejskiego.
Należy jednak też zauważyć, że niektóre kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych w stronę Smart Grid wydają się być sprzeczne z sytuacją panującą na rynku i trendami w branży:
• decentralizacja a globalizacja – dążenie do generowania energii na własne potrzeby w instalacjach odbiorców, promowanie obszarów autonomicznych energetycznie, np. klastrów energii czy spółdzielni, koliduje z planami interkontynentalnych sieci najwyższych napięć służących do przesyłania ogromnych ilości energii na wielkie odległości;
• ograniczenie płatności dla odbiorców a zwiększone koszty wynikające z modernizacji sieci – niektóre zmiany mają na celu ograniczenie opłat za energię elektryczną ponoszonych przez przeciętnego odbiorcę (wytwarzanie energii na własne potrzeby, oszczędzanie jej dzięki wykorzystaniu efektywnych energetycznie odbiorników czy ograniczenie zużycia w okresach, gdy jej cena jest wysoka), jednak należy podkreślić, że aby to osiągnąć, potrzebne są znaczące inwestycje w infrastrukturę sieciową, za którą i tak będzie musiał zapłacić klient końcowy;
• akcentowanie beneficjentów rozwiązań a unikanie kwestii dotyczących ograniczenia wpływów finansowych podmiotów, które uzyskają niższe płatności – motywacją do wdrażania różnych technologii inteligentnych sieci jest możliwość korzystania z tańszej energii oraz redukcja jej zużycia przez odbiorcę, należy jednak pamiętać, że takie działania są jednoznaczne z niższymi przychodami podmiotów, np. dużych elektrowni, które jako jedyne gwarantują obecnie stabilną pracę sieci i niezawodne generowanie energii elektrycznej niezależnie od pory dnia czy warunków atmosferycznych.

CHARAKTERYSTYKA ELEMENTÓW SMART GRID

Elementy inteligentnej sieci Smart Grid, które składają się na jej budowę i gwarantują odpowiednie działanie, można podzielić na:
• informatyczne systemy przetwarzające dane oraz zarządzające różnymi aspektami (np. regulacją napięć w sieciach, wyłączeniami, klientami), są to m.in. systemy:
– przeznaczone do zarządzania planowanymi lub awaryjnymi wyłączeniami OMS (ang. *Outage Management System*), których zadaniem jest wykrywanie przypadków wystąpienia awarii, próba lokalizacji uszkodzenia, proponowanie wyposażenia ekipy naprawczej czy szacowanie czasu naprawy uszkodzenia,
– paszportyzacji, czyli ewidencji majątku sieciowego,
– wykorzystujące modele sieci do analiz, symulacji jej zachowań, projektowania rozbudowy itp.,
– bilingowe;



+ Systemy PSI

Kompleksowe rozwiązania dla energetyki

+ **PSIcontrol** - system zarządzania sieciami przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (SCADA) z pakietem zaawansowanych funkcji obliczeniowych EMS/DMS. Zarządza procesem wyłączeń (OMS) oraz lokalizacji awarii i przywracania zasilania (FDIR).

+ **PSIcommand** - system zarządzania zespołami utrzymania sieci. Zapewnia efektywne zarządzanie procesem realizacji zleceń serwisowych od rozpoczęcia aż do końca.

+ **PSImarket** - rozwiązanie dla przedsiębiorstw zajmujących się handlem i obrotem energią, w tym zaawansowane zarządzanie portfelami klientów oraz analiza ryzyk.

+ **PSIingo** - inteligentne zarządzanie rozproszoną siecią dystrybucyjną: integracja OZE, E-mobility, mikrosieci.

+ **PSIcta** - centralny system rejestracji zakłóceń. Inteligentne zarządzanie infrastrukturą zabezpieczeń cyfrowych.

+ **Telemechanika** - nowoczesne urządzenia telemechaniki oraz systemy sygnalizacyjne: sterowniki polowe, sygnalizacja centralna, smart RTU, koncentratory, konwertery.

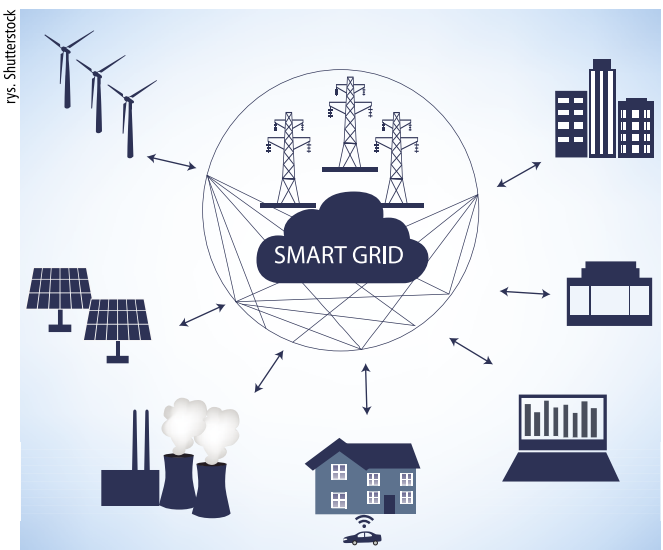
+ **Ściany graficzne** - wizualizacja wielkoformatowa, kontrolery oraz tablice synoptyczne kompatybilne ze stosowanymi na rynku systemami informatycznymi np. SCADA.

www.psi.pl

PSI

• systemy teleinformatyczne komunikujące się z urządzeniami sieciowymi, czasem umożliwiające podgląd sytuacyjny, pozwalające na monitorowanie pewnych aspektów sieci np. rozpływów mocy w systemie, wartości napięć, kontrolę działania urządzeń sieciowych i ich kondycji technicznej czy sterowanie niektórymi z nich, są to m.in. systemy:
– nadzoru nad siecią SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*) w dystrybucji, służące do monitorowania przepływów mocy oraz kontroli i konfiguracji sieci,
– wielkoobszarowe pomiarowe WAMS (ang. *Wide Area Measurement System*),
– wielopoziomowej rekonfiguracji linii elektroenergetycznych MRF (ang. *Multi-level Feeder Reconfiguration*),
– regulacji wartości napięcia i mocy biernej VVC (ang. *Voltage and Var Control*),
– koordynacji automatyki zabezpieczeniowej RPR (ang. *Relay Protection Re-coordination*), których zadaniem jest dostosowywanie w czasie rzeczywistym pracy sieci dystrybucyjnej w zależności od panującej w niej warunków, a także ustawianie nastaw automatyki zabezpieczeniowej,
– komunikujące się z licznikami energii i automatyzujące proces rozliczeń energii,
– diagnozujące kondycję techniczną elementów sieciowych, ich obciążenie, temperaturę i inne parametry;
• nowoczesne elementy infrastruktury sieciowej, m.in. transformatory z przekładnią energoelektroniczną i wieloma czujnikami diagnozującymi ich pracę, automatyka zabezpieczająca (automatyczne wyłączniki montowane „w głębi sieci", tzw. reklozery, które w przypadku wystąpienia zwarcia próbują automatycznie przywrócić zasilanie);
• elektroniczne liczniki energii wraz z systemami do automatyzacji rozliczeń i zdalnej rekonfiguracji urządzeń;
• rozproszone jednostki wytwórcze, a w szczególności panele fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, małe elektrownie wodne, biogazownie, systemy geotermalne itp.;

rys. Shutterstock



2 Smart Grid to sieć elektroenergetyczna, która może, w korzystny finansowo sposób, zintegrować zachowanie i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników

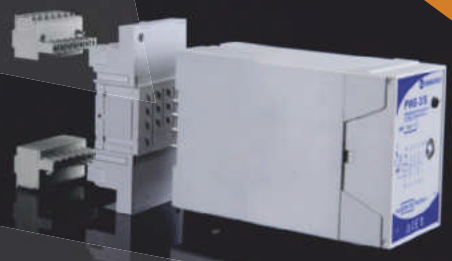
• obiekty wirtualne, takie jak obszary autonomiczne energetycznie, tzw. klastry energii, elektrownie wirtualne VPP (ang. *Virtual Power Plant*), które grupując drobne jednostki wytwórcze na poziomie sieci dystrybucyjnej, mogą oferować energię na rynku lub sprzedaż usług systemowych dla operatorów sieci dystrybucyjnej, mikrosieci, czyli małe sieci dystrybucyjne, składające się z jednostek wytwórczych, zasobników energii oraz systemów umożliwiających sterowanie odbiorami, zdolnych do autonomicznej pracy w przypadku odłączenia ich od sieci elektroenergetycznej;
• nowoczesne linie przesyłowe najwyższych napięć, w tym wykorzystujące prąd stały – istnieją koncepcje, żeby takie rozwiązania stanowiły szkielet interkontynentalnych sieci, umożliwiających przesył ogromnych ilości energii na bardzo duże odległości, tzw. supersieci.

KORZYŚCI I ZAGROŻENIA ZWIĄZANE Z WDRAŻANIEM SMART GRID W POLSCE

Technologie inteligentnych sieci mogą dostarczyć beneficjentom wielu korzyści, m. in.:
• dostęp do aktualnych danych pomiarowych z licznika dla odbiorcy końcowego oraz możliwość zmiany sprzedawcy energii;
• techniczną możliwość odprowadzania energii z mikroinstalacji odbiorcy do sieci elektroenergetycznej oraz uzyskania korzyści finansowych z tego tytułu;
• różnicowanie cen energii elektrycznej w różnych godzinach doby, czyli przekazanie odbiorcom końcowym zmienności cen występujących po stronie podażowej, np. w celu motywowania ich do ograniczenia zapotrzebowania na energię w sytuacjach zagrożenia wystąpienia deficytu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Polega to na:
– wdrożeniu urządzeń, które umożliwiają takie rozliczanie energii,
– przekazywaniu danych klientowi,
– stworzeniu infrastruktury telekomunikacyjnej pozwalającej na przesyłanie takich informacji,
– konfigurowaniu niektórych urządzeń z uwzględnieniem różnej ceny energii w różnych godzinach, np. liczników przedpłatowych,
– umożliwieniu sterowania urządzeniami w domu u klienta – „za licznikiem" – w odpowiedzi na zmieniające się ceny energii,
– stosowaniu wysokich cen energii (w przypadku sytuacji krytycznych występujących w systemie elektroenergetycznym), których celem jest ograniczenie zapotrzebowania na moc w pewnym czasie;
• zautomatyzowanie wielu procesów realizowanych w przedsiębiorstwach sieciowych, np. automatyczna rekonfiguracja sieci, nowoczesna automatyka zabezpieczeniowa, ułatwienie podejmowania działań w przypadku wystąpienia awarii, regulacja wartości napięć w sieciach, ograniczenie przepływów mocy biernej;
• zwiększenie niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej, w tym również dzięki nowoczesnym urządzeniom, możliwości automatycznej rekonfiguracji sieci, tworzenie kilku alternatywnych dróg dostaw energii i różnych punktów tzw. podziału sieci, skrócenie czasu awarii, bieżące przekazywanie odbiorcom informacji o przewidywanym czasie trwania awarii;
• ograniczenie czynnika ludzkiego przy realizacji niektórych procesów biznesowych;

Rewolucja w podłączeniu!





Bezpieczne podłączenie
w nowej podstawce GZ-14P

Kompletna oferta przekaźników pomocniczych dla elektroenergetyki

- Konstrukcja bez kontaktronów
- Opatentowany układ gaszący (wytrzymałość na otwartych zestykach ponad **1kV**)
- Obudowa niepalna (norma UL 94-V0)
- Zdolność rozłączania do **6A** 220 VDC L/R=40ms
- Konstrukcja odporna na wyrywanie styków
- Małe gabaryty



ENERGOTEST
www.energotest.com.pl

• zmniejszenie kosztów dzięki dostępnym analizom, które pozwalają unikać zbędnej rozbudowy sieci, ukierunkować działania modernizacyjne i konserwacyjne (zgodnie z sugestiami systemów analizujących dane z czujników diagnozujących kondycję elementów sieciowych);
• dostęp do bieżących danych pomiarowych umożliwiający stworzenie ofert lub taryf dla konkretnych klientów oraz ułatwiający przedsiębiorstwom dystrybucyjnym prognozowanie zużycia energii.

SYTUACJA OBECNA SMART GRID W POLSCE

Obecnie polscy operatorzy systemów dystrybucyjnych skupiają się na inwestycjach związanych z modernizacją i rozwojem infrastruktury sieciowej, np. jej automatyzacją, a także z cyfryzacją i digitalizacją, które są istotą inteligentnych sieci, w tym także wdrażaniem zaawansowanych systemów informatycznych oraz inteligentnych liczników energii. Przedsiębiorstwa energetyczne realizują również przedsięwzięcia, takie jak budowa farm wiatrowych i słonecznych, magazynów energii czy stacji ładowania pojazdów elektrycznych i zapewniają ich ścisłą współpracę z siecią. Trzeba tu wspomnieć, że istnieją technologie inteligentnych sieci, które obecnie z różnych względów nie będą wdrażane w Polsce, m.in. linie przesyłowe najwyższych napięć prądu stałego.

PERSPEKTYWY ROZWOJU SMART GRID W POLSCE

Potrzeby polskiej elektroenergetyki w tym zakresie są ogromne, aby je zaspokoić choćby w części, potrzebne są znaczne środki finansowe. Mimo to stopniowo wprowadza się wiele rozwiązań m.in. tzw. twarde (fizyczne) technologie, które osiągnęły już wystarczającą dojrzałość technologiczną i korzyści z ich wdrożenia znacznie przewyższają potencjalne ryzyka (np. cyberatak). Do działań w tym zakresie należą:
• rozbudowa i modernizacja sieci elektroenergetycznej, w szczególności pod kątem zwiększania niezawodności dostaw energii oraz możliwości przyłączenia większej liczby mikroinstalacji, lub skracanie ciągów liniowych przez dobudowę stacji w celu zmniejszenia spadków napięć występujących na ich końcach czy też zapewnienie zasilania rezerwowego w przypadku wystąpienia awarii sieci;
• wymiana transformatorów na niskostratne z automatyczną regulacją napięcia (układy energoelektroniczne), reagujące automatycznie na zmiany wartości napięcia w sieci SN (obecne rozwiązania wyposażone są w mechaniczne regulatory zmiany zaczepów);
• automatyzacja sieci: wykorzystanie wskaźników zwarcia w stacjach SN/nN zapewniających łączność z systemem SCADA;
• zarządzanie ruchem sieciowym;
• wymiana liczników energii na modele wyposażone w moduły do zdalnego odczytu; niektórzy operatorzy sieci elektroenergetycznych w Polsce, zwłaszcza dla pewnych lokalizacji, wybierają liczniki dwukierunkowe, mierzące energię z mikroinstalacji wprowadzoną do sieci; przykładowo Energa Operator ogłosiła przetarg na dostawę 593 tys. liczników jednofazowych i trójfazowych;
• budowa farm wiatrowych, w tym farm na morzu;
• budowa elektrowni i farm fotowoltaicznych.
Prowadzone są również inwestycje związane z wprowadzaniem systemów informatycznych wspierających pracę przedsiębiorstw energetycznych – rozliczanie odbiorców końcowych, systemy zarządzania informacją o klientach CIS (ang. *Customer Information System*), a także usprawniających zarządzanie i ewidencję infrastruktury energetycznej. Ponadto niektóre szczególnie obiecujące technologie wdrażane są w celu bliższego poznania ich zalet, wad i ograniczeń oraz zdobycia doświadczeń eksploatacyjnych. Do takich inwestycji należy m.in. budowa magazynów energii innych niż elektrownie szczytowo-pompowe. Przykładowo Energa Gdańsk w Bystrej k. Pruszcza Gdańskiego buduje obiekt wykorzystujący akumulatory kwasowo-ołowiowe oraz litowo-jonowe, który będzie największym akumulatorowym magazynem energii w Polsce. Można tu także wspomnieć o wdrażaniu rozwiązań wykorzystujących: sztuczną inteligencję AI (ang. *Artificial Intelligence*), np. w algorytmach decyzyjnych, w procesach optymalizacji podczas faz projektowych i podczas pracy sieci, do prognozowania zapotrzebowania na energię oraz do diagnozowania pracy urządzeń sieciowych i przewidywania możliwości wystąpienia jakiegoś uszkodzenia; blockchain (zdecentralizowana, rozproszona baza danych, zlokalizowana na wielu węzłach jednocześnie, synchronizowana z zastosowaniem zaawansowanych algorytmów – podstawowa wada to szybkość działania) – według niektórych specjalistów technologia ta może nie być używana w elektroenergetyce do celów przemysłowych; internet rzeczy (ang. *Internet of Things*) – czyli wykorzystanie faktu przyłączenia wielu czujników i urządzeń do internetu, możliwość gromadzenia i przetwarzania pochodzących z nich danych oraz sterowania nimi.

PODSUMOWANIE

Informatyzacja przedsiębiorstw energetycznych na dużą skalę już się rozpoczęła. W zasadzie nie ma już powrotu do wizji systemu elektroenergetycznego z końca XX wieku. Cyfryzacja i decentralizacja zagoszczą w nim na stałe, zmieniając podejście do energii z sieci. Dodatkowo nieustannie zmniejszające się ceny paneli fotowoltaicznych w niedługim czasie znacząco wpłyną na zapotrzebowanie na zewnętrzne usługi energetyczne odbiorcy energii.
Prowadzone w Polsce inwestycje w zakresie inteligentnych sieci pozwalają zwiększyć niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego i zapewniają dostęp do bardzo wielu cennych informacji. Możliwość analizy ogromnych ilości danych gromadzonych w bazach przedsiębiorstw energetycznych jest bardzo atrakcyjna i niesie ze sobą duże możliwości – niestety, ich przetwarzanie jest utrudnione ze względu na to, że zostały uznane za dane osobowe, podlegające przepisom Ustawy o ochronie danych osobowych.



DR INŻ. GRZEGORZ ADAMCZEWSKI
Zakład Inżynierii Materiałów Budowlanych,
Wydział Inżynierii Lądowej, Politechnika Warszawska

Prefabrykaty betonowe w elektroenergetyce

Wykorzystanie elementów prefabrykowanych w budownictwie jest bardzo szerokie, co wiąże się z możliwością kształtowania w niestandardowy sposób konstrukcji, formy przestrzennej i estetyki. Pozwala to realizować obiekty zgodnie z wizją architektów oraz oczekiwaniami inwestorów i użytkowników.

• PREFABRYKATY Z BETONU W BUDOWNICTWIE OGÓLNYM

Elementy prefabrykowane znajdują powszechne zastosowanie w budownictwie publicznym, przemysłowym, infrastrukturalnym oraz coraz częściej mieszkaniowym. Niestandardowe rozwiązania w prefabrykacji używane są także w zakresie konstrukcji nośnej obiektów przemysłowych, m.in. hal fabrycznych i magazynowych, a także elementów liniowych i konstrukcyjnych obiektów elektroenergetycznych. Stosowanie tego rodzaju technik budowania związane jest z licznymi korzyściami techniczno-ekonomicznymi, takimi jak:

- szybkie wznoszenie obiektów z prefabrykatów (dominacja montażu nad robotami „mokrymi" na budowie),
- możliwość optymalizacji jakości, zapotrzebowania materiałowego i energochłonności wytwarzania w warunkach powtarzalnej, certyfikowanej produkcji fabrycznej w przeciwieństwie do technologii monolitycznych (znacznie bardziej podlegających wpływom losowym),
- znaczne uniezależnienie prowadzenia robót od warunków pogodowych,
- wyeliminowanie najsłabszych stron „starej" prefabrykacji – nowoczesne, trwałe złącza, elastyczne systemy uwzględniające wysokie wymagania estetyczne,
- kształtowanie indywidualne bryły budynku o zróżnicowanym charakterze i funkcjonalności.

Należy zwrócić jednak uwagę, że niektóre dziedziny budownictwa praktycznie całkowicie zdominowane są przez prefabrykację betonową. Sytuacja taka dotyczy głównie budownictwa infrastrukturalnego (powtarzalne betonowe elementy kanalizacji i sieci elektroenergetycznych) z uwagi na brak racjonalności wykonywania elementów składowych bezpośrednio w miejscu wbudowania – co prawda takie rozwiązanie jest technicznie możliwe, ale z pewnością trudne do wyobrażenia przy obecnych uwarunkowaniach ekonomicznych.

• CHARAKTERYSTYKA BUDOWNICTWA ELEKTROENERGETYCZNEGO

Ze względu na strategiczne znaczenie dla rozwoju kraju szczególnie ważną dziedzinę budownictwa stanowią obiekty oraz infrastruktura elektroenergetyczna. Energetyka to gałąź przemysłu zajmująca się przetwarzaniem dostępnych form energii na postać łatwą do wykorzystania w życiu codziennym przy zasilaniu procesów przemysłowych, a także napędzaniu maszyn i urządzeń. Energetyka obejmuje dostarczanie energii w podstawowych postaciach: elektrycznej oraz cieplnej. Przemysł energetyczny składa się z dwóch zasadniczych części: miejsc przetwarzania energii (elektrowni, ciepłowni i elektrociepłowni) oraz sieci przesyłowych.

Rola budownictwa energetycznego jest więc niezwykle istotna, ponieważ stanowi nie tylko o usprawnieniu procesu wznoszenia obiektów wytwarzania i przesyłu energii, lecz także o zapewnieniu im wymaganego przepisami odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa eksploatacji oraz trwałości. Istotne jest również zagwarantowanie minimalizacji negatywnego oddziaływania inwestycji na środowisko na każdym etapie jej życia technicznego.

Jak wspomniano powyżej, budownictwo energetyczne dotyczy wyspecjalizowanych budowli przemysłowych – takie aplikacje warunkują zastosowanie elementów prefabrykowanych



1 Prefabrykowane łukowe belki zamontowane na słupach konstrukcji wsporczej płaszcza chłodni [2]



2 Prefabrykowane żelbetowe słupy konstrukcji wsporczej podczas montażu na fundamencie pierścieniowym [2]

fot. Comfort (2)

projektowanych na potrzeby tylko i wyłącznie danej budowy (w zakresie geometrii, przenoszonych obciążeń oraz specyficznych warunków użytkowania, takich jak belki, słupy, dźwigary czy płyty), a także elementów składowych sieci dystrybucji, gdzie występuje duża liczba elementów typowych i powtarzalnych.
Przykład wykorzystania zindywidualizowanych elementów dobrze ilustruje realizacja jednej z chłodni kominowych wykonanych w Polsce w ostatnich latach. Jej konstrukcja składa się z trzech podstawowych elementów (oprócz konstrukcji wewnętrznej): fundamentu pierścieniowego, 36 prefabrykowanych żelbetowych słupów radialnie podpierających powłokę żelbetową oraz z samej powłoki żelbetowej. Wysokość płaszcza chłodni to ponad 180 m, natomiast średnica przy podstawie wynosi ponad 100 m. Monolityczny fundament pierścieniowy ma średnicę zewnętrzną ponad 110, szerokość 6 i wysokość 1,5 m. Na nim równomiernie rozmieszczonych jest 36 prefabrykowanych słupów i łukowych prefabrykowanych belek żelbetowych podtrzymujących konstrukcję powłoki. Elementy te zostały indywidualnie zaprojektowane dokładnie do tej realizacji, a do produkcji elementów zużyto ponad 2200 m^3 mieszanki betonowej oraz 400 ton stali zbrojeniowej.

• RODZAJE ELEMENTÓW PREFABRYKOWANYCH STOSOWANYCH W ELEKTROENERGETYCE

W budownictwie elektroenergetycznym, ze względu na zasięg infrastruktury, elementy prefabrykowane wykorzystuje się głównie do wykonywania linii elektroenergetycznych oraz urządzeń związanych z ich obsługą. Najbardziej oczywistymi jej elementami są szeroko rozumiane konstrukcje słupowe – takie jak słupy (maszty) i żerdzie.
Mogą być realizowane jako elementy żelbetowe lub sprężone, o przekroju stałym lub zmiennym, okrągłym lub o innej geometrii. Są one posadowione na prefabrykowanych fundamentach lub elementach ustojowych. Słupy wyposaża się często w różne akcesoria umożliwiające montaż np. trakcji lub elementów oświetleniowych. Stosuje się je do budowy linii niskiego i średniego napięcia lub też jako słupowe stacje transformatorowe, maszty telekomunikacyjne, słupy w liniach trakcji kolejowych i tramwajowych, konstrukcje wsporcze ogólnego przeznaczenia. Nowoczesne żerdzie wirowane są bardziej uniwersalnym rozwiązaniem i charakteryzują się wyższą jakością. Wytwarza się je z betonu o wyższej klasie wytrzymałości (np. C40/50), niż ma to miejsce w przypadku elementów żelbetowych. Pozwala to nie tylko uzyskać konstrukcje o znacznej wysokości (nawet do 18 m), lecz również wpływa korzystnie na ich trwałość w trudniejszych warunkach eksploatacji [1]. W budownictwie elektroenergetycznym stosowane są także elementy słupowe o dużych wysokościach, tzw. wieże, osiągające nawet ponad 60 m wysokości, wykonywane z segmentów montowanych kolejno na fundamencie płytowym lub pierścieniowym.
Klasyfikacja elementów w budownictwie elektroenergetycznym związana jest z ważnym aspektem, jaki stanowi przeznaczenie elementu do określonego rodzaju realizacji. Te o podobnej funkcji i konstrukcji są optymalizowane z uwzględnieniem ich roli w konkretnej budowli, zarówno pod względem konstrukcyjnym, technologicznym, jak i montażowym. Sprawia to, że elementy konstrukcyjnie i technologicznie podobne mogą się zasadniczo różnić. Z tego powodu najbardziej praktyczna jest klasyfikacja w oparciu o projektowane zastosowanie elementów. W tab. 1. przedstawiono najczęstsze przykłady użycia prefabrykatów w różnych sektorach budownictwa elektroenergetycznego.

TAB. 1. ZASTOSOWANIA ELEMENTÓW PREFABRYKOWANYCH W BUDOWNICTWIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Rodzaj elementu	Asortyment	Zastosowanie
Fundamenty liniowe	fundamenty pojedyncze lub składane	pod elementy słupowe linii elektroenergetycznych
Fundamenty stacji elektroenergetycznych	fundamenty stacyjne, płyty fundamentowe	pod konstrukcje wsporcze na stacje elektroenergetyczne, dla bramek liniowych
Fundamenty palowe	pale wibrowane wbijane lub wciskane	pod elementy linii elektroenergetycznych
Kanały kablowe	ramy kanałów kablowych, płyty boczne, płyty przykrywające, nadproża, łączniki naroży	prefabrykowane kanały kablowe zewnętrzne, przejazdowe i wewnętrzne
Obudowy stacji energetycznych	kontenery przestrzenne	wielkogabarytowe stacje typu GPZ, stacje rozdzielcze średniej mocy, małe stacje abonenckie
Elementy ustojowe	belki	belki wzmacniające słupów energetycznych linii napowietrznych
	płyty	płyty ustojowe słupów
Kontenerowe stacje transformatorowe	kontenery przestrzenne	stacje transformatorowe z wewnętrznym korytarzem obsługi lub z obsługą zewnętrzną, podziemne stacje
Elementy słupowe	słupy (maszty)	elementy napowietrznych linii elektrycznych, trakcyjne dla kolei, tramwajów itp., słupowe stacje transformatorowe i stanowiska słupowe, podpory instalacji oświetleniowych
	żerdzie	żerdzie żelbetowe i strunobetonowe sieci średniego i niskiego napięcia
	wieże	podpory turbin wiatrowych i linii elektroenergetycznych wysokich napięć, wieże antenowe, telekomunikacyjne, oświetleniowe i odgromowe
Inne elementy projektowane indywidualnie	belki, słupy itp.	elementy wsporcze płaszcza chłodni kominowych oraz konstrukcji elektrociepłowni i elektrowni

• WYMAGANIA OGÓLNE DLA ELEMENTÓW PREFABRYKOWANYCH

Wytwarzanie w warunkach przemysłowych elementów prefabrykowanych umożliwia uzyskanie wysokiej wydajności przy jednoczesnym zapewnieniu powtarzalności właściwości użytkowych, zgodnych z deklaracją producenta, wymaganą przez Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 [3], ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzenia do obrotu wyrobów budowlanych.

Projektowanie elementów konstrukcji i elementów z betonu regulowane jest przez opracowane na poziomie europejskim Eurokody, które stanowią zestaw norm dotyczących poszczególnych rodzajów rozwiązań oraz ogólnych zasad konstruowania. Projektowanie konstrukcji betonowych zawarte jest w Eurokodach 2 oraz 4, a odniesienia do wymagań dla elementów prefabrykowanych zawarte są normach przedmiotowych ogólnych, jak np. PN-EN 13369:2013 „Wspólne wymagania dla prefabrykatów betonowych" [4], oraz w szczegółowych normach przedmiotowych dotyczących poszczególnych rodzajów elementów. Zagadnienia materiałowe związane z betonem jako materiałem konstrukcyjnym przywoływane są w odniesieniu do normy PN-EN 206 [5] w zakresie parametrów fizyczno-mechanicznych betonu oraz mieszanki betonowej, jak również szeroko rozumianej trwałości konstrukcji lub elementów, związanej z różnymi oddziaływaniami środowiska (klasy ekspozycji).

• KIERUNKI ROZWOJU

Rozwoju elementów prefabrykowanych w sensie ogólnym można oczekiwać w obszarze materiałowym, technologicznym oraz użytkowo-funkcjonalnym. Materiałowe aspekty nowości w technologii prefabrykatów związane są z jednej strony z modyfikacjami spoiw tradycyjnych poprzez zastępowanie części ich składników surowcami alternatywnymi, w tym odpadami, produktami ubocznymi i surowcami niskoenergetycznymi, a z drugiej – z próbami tworzenia całkowicie nowych odmian spoiw wpisujących się w kierunki wyznaczane przez szeroko rozumiany zrównoważony rozwój. Poszukiwania nowoczesnych spoiw powinny obejmować kompleksową analizę racjonalności ich stosowania, uwzględniającą nie tylko podstawowe surowce, ale także używane w relatywnie małych ilościach, lecz niezbędne, składniki drugorzędne, których charakterystyki ekologiczne należy również uwzględnić w całkowitym bilansie w odniesieniu do produktu końcowego. Obiecującym rodzajem spoiw są w tym kontekście geopolimery. Termin ten obejmuje klasę nowoczesnych, nieorganicznych, amorficznych, syntetycznych polimerów – glinokrzemianów o specyficznym składzie i właściwościach. Pozostają one od wielu lat w sferze koncepcyjnej, technologia jest sukcesywnie wdrażana w praktyce budowlanej jako materiał konstrukcyjny lub naprawczy, a ostatnio znajduje również zastosowanie przy produkcji konstrukcyjnych i architektonicznych elementów prefabrykowanych. Zalety materiału, takie jak trwałość chemiczna, wysoka jakość uzyskiwanej powierzchni oraz atrakcyjne parametry mechaniczne, sprawiają, że można go z powodzeniem wykorzystać także w produkcji prefabrykatów przeznaczonych dla elektroenergetyki. Technologia geopolimerowa może przynieść duże korzyści dla ochrony środowiska naturalnego, ponieważ do produkcji 1 tony tego materiału z surowców naturalnych potrzeba nawet 3,5 razy mniej energii niż przy wytwarzaniu cementu portlandzkiego.

Kierunki technologiczne rozwoju prefabrykatów związane są z innowacjami mającymi na celu usprawnienie procesów wytwarzania. Obejmują one zarówno sterowanie produkcją, takie jak np. zwiększenie automatyzacji, jak i wdrażanie nowych technologii mających na celu obniżenie pracochłonności przy jednoczesnej poprawie jakości gotowych elementów. W prefabrykacji powszechne zastosowanie znajdują nowoczesne domieszki chemiczne oraz różne rodzaje włókien stalowych – z tworzyw sztucznych, szklanych czy też węglowych.



fot. Pekabex

3 Realizacja inwestycji Elektrownia Filborna w Helsinborgu, w Szwecji

Funkcjonalno-użytkowy postęp obejmuje natomiast działania mające na celu zwiększenie funkcjonalności elementów poprzez dopasowanie ich do zmiennych potrzeb odbiorców (np. umożliwienie montażu dodatkowych akcesoriów na elementach słupowych) lub zmiennych warunków eksploatacji, a także poprawę trwałości wyrobów. Przykładem adaptacji elementów do rosnących wymagań użytkowych jest zastąpienie tradycyjnego kształtu żerdzi trakcji kolejowej rozwiązaniami o przekroju minimalizującym hałas i drgania związane z coraz szybciej poruszającymi się pociągami wysokich prędkości [1]. Zastosowanie żerdzi betonowych pozwala ponadto na ułatwioną budowę linii dzięki małej powierzchni zabudowy wymaganej dla posadowienia słupów, w porównaniu do tradycyjnych przestrzennych konstrukcji wsporczych.

Istotną kwestią jest również montaż elementów – wpływa on na pracochłonność i koszty prowadzenia robót związanych z realizacją linii elektroenergetycznych. Nowoczesne rozwiązania połączeń elementów z fundamentami pozwalają na znaczne przyspieszenie prac oraz zwiększenie trwałości połączenia, które często stanowi newralgiczne miejsce w sieci.

Stosowanie betonów o zwartej strukturze materiału (betony wysokich wytrzymałości) pozwala korzystnie poprawiać trwałość elementów narażonych na oddziaływania atmosferyczne.

fot. G. Adamczewski



4 Żerdź energetyczna



fot. Pekabex

5 Produkcja elementów słupowych

Dodatkowym zabezpieczeniem wydłużającym ich trwałość mogą być nowoczesne materiały powłokowe lub impregnaty ograniczające negatywny wpływ środowiska.

Warto jest również zwrócić uwagę na możliwości, jakie stwarzają nowoczesne mieszanki betonowe oraz technologie wykonywania form (w tym także z wykorzystaniem druku 3D) do kształtowania wyglądu elementów. Pozwala to spojrzeć na elementy infrastruktury przemysłowej w kontekście poprawy ich estetyki i lepszego wpisania w krajobraz otoczenia.

PODSUMOWANIE

Budownictwo elektroenergetyczne jest dziedziną w głównej mierze wykorzystującą elementy prefabrykowane. Z racji zalet, do których należy m.in. łatwość formowania, ekonomika kosztów oraz wysoka trwałość elementów, prefabrykaty betonowe stosowane są bardzo szeroko. W największym stopniu dotyczy to elementów powtarzalnych infrastruktury elektroenergetycznej, lecz również elementów konstrukcyjnych obiektów przemysłowych związanych z produkcją i przetwarzaniem energii. Z kolei rozwój nowych technologii produkcji oraz nowych materiałów budowlanych i chemii budowlanej przekłada się na wzrastającą funkcjonalność, a także trwałość takich wyrobów prefabrykowanych, przy jednoczesnej dbałości o środowisko naturalne.

Literatura

1. G. Adamczewski, P. Wojciechowski, „Wielkowymiarowe elementy prefabrykowane stosowane w budownictwie infrastrukturalnym", „Inżynier Budownictwa" 4/2014.

2. G. Adamczewski, P. Wojciechowski, M. Roicki, „Realizacja prefabrykowanej konstrukcji wsporczej powłoki chłodni kominowej elektrowni w Opolu", konferencja Dni Betonu 2016.

3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych i uchylające dyrektywę Rady 89/106/EWG.

4. PN-EN 13369:2013 „Wspólne wymagania dla prefabrykatów betonowych".

5. PN-EN 206:2014 „Beton. Wymagania, właściwości, produkcja i zgodność".



DR HAB. MARIUSZ RUSZEL, PROF. PRz

pracownik badawczo-dydaktyczny w Katedrze Ekonomii na Wydziale Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukaszewicza



PRZEMYSŁAW OGAREK

student studiów II stopnia bezpieczeństwa wewnętrznego w specjalności bio- i cyberbezpieczeństwo na Wydziale Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza



DOMINIK MICHALIK

student studiów II stopnia bezpieczeństwa wewnętrznego w specjalności bio- i cyberbezpieczeństwo na Wydziale Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukaszewicza

Znaczenie skroplonego gazu ziemnego w energetyce

Postęp technologiczny i rozwój logistyki opartej na zbilansowanym łańcuchu dostaw sprawiają, że odległości pomiędzy rejonami wydobycia surowców energetycznych a tymi o największej ich konsumpcji nie stanowią już dużego problemu. Surowcem energetycznym, którego sprowadzanie dla wielu państw stało się czynnikiem umożliwiającym zdywersyfikowanie źródeł dostaw, jest skroplony gaz ziemny – LNG (ang. *liquefied natural gas*).

Z perspektywy państw Unii Europejskiej dostęp do globalnego rynku LNG stał się strategiczny po konfliktach Federacji Rosyjskiej z Ukrainą, które skutkowały przerwami w dostawach gazu ziemnego. Zwiększeniu importu LNG sprzyjają także zmiany na europejskim rynku tego surowca, w tym dążenie do liberalizacji wspólnego rynku energii UE, jak również polityka klimatyczna. Globalny rynek LNG zapewnia wzrost konkurencyjności oraz niższe ceny dostaw gazu ziemnego do odbiorców.

ROZWÓJ LNG

LNG powstaje w procesie zmiany stanu skupienia gazu ziemnego, który zostaje poddany schłodzeniu do temperatury od –160 do –170°C. W wyniku takiego działania uzyskuje się prawie najczystszą postać metanu (skład: ok. 92% – metan, 6% – propan i 2% – pozostałe związki), gdyż usuwa się z niego takie związki, jak: woda, dwutlenek węgla, siarkowodór czy azot. Podczas obróbki gaz ziemny zmniejsza swoją objętość 600 razy, dzięki czemu może być transportowany za pomocą specjalnie do tego przystosowanych statków (metanowców) oraz cystern drogowych i kolejowych. Zaletą LNG jest możliwość dostarczenia go do jednego miejsca na ziemi z różnych części świata, co pozwala na optymalizację kosztów zakupu i transportu. Mimo iż historia produkcji LNG sięga XX wieku, to po raz pierwszy skroplenia gazu dokonał brytyjski fizyk i chemik Michael Faraday w 1823 roku. W rozwoju tej technologii swój udział mają również Polacy: fizyk Zygmunt Florenty Wróblewski i chemik Karol Olszewski, którzy w 1883 roku skroplili tlen i azot z powietrza atmosferycznego, dzięki czemu rozwój technologii LNG wkroczył na nowe tory. Pierwsze urządzenie chłodzące zostało opatentowane przez niemieckiego inżyniera i przedsiębiorcę Karla Paula Gottfrieda von Linde, a w 1917 roku w Wirginii Zachodniej zaczęła działać pierwsza instalacja do skraplania gazu ziemnego. Komercyjne zastosowanie instalacji produkującej LNG miało miejsce w 1941 roku w stanie Ohio. Wzrost znaczenia surowca nastąpił po zakończeniu II wojny światowej, kiedy to w 1959 roku odbył się pierwszy transport skroplonego gazu drogą morską na pokładzie metanowca „The Methane Pioneer", który wypłynął z amerykańskiego Lake Charles do brytyjskiego Canvey Island. Rozwój rynku LNG nabrał rozpędu w 1964 roku, gdy uruchomiono pierwsze komercyjne dostawy na rynek brytyjski z Algierii. Kryzys naftowy w latach 70. i 80. XX wieku spowodował wzrost zainteresowania importem gazu LNG, szczególnie w krajach Azji Wschodniej – Japonii oraz Korei.

CHARAKTERYSTYKA RYNKU LNG

W dobie światowej transformacji energetycznej coraz większe znaczenie mają niskoemisyjne lub zeroemisyjne sposoby pozyskiwania energii. Spośród paliw kopalnych gaz ziemny emituje najmniejszą ilość gazów cieplarnianych, wskaźnik emisyjności CO_2 wynosi bowiem dla: gazu ziemnego – 56,10 kg CO_2/GJ, węgla kamiennego – 92,30 kg CO_2/GJ, węgla brunatnego – 110,77 kg CO_2/GJ, ropy naftowej – 73,30 kg CO_2/GJ.
W procesie modernizacji sektora wytwórczego „błękitny surowiec", jak bywa nazywany gaz ziemny, określa się mianem paliwa przejściowego, które ma stabilizować powolne dążenie do całkowitej neutralności klimatycznej. W globalnej produkcji energii największy spadek odnotowuje węgiel kamienny (10% w 2019 roku), zaś największy wzrost gaz ziemny (43% w 2019 roku), przy czym w 2020 roku – ze względu na spadający popyt wskutek pandemii – ulegnie on zmniejszeniu. Według danych BP „Statistical Review of World Energy" z 2019 roku w ciągu ostatnich 10 lat ogólnoświatowe zapotrzebowanie na gaz ziemny zwiększyło się o 28%. Rynek gazu ziemnego charakteryzuje się tym, że zasoby surowcowe zlokalizowane są na terenach określonych państw – wydobywców, zaś rosnący popyt odnotowuje się szczególnie na obszarach ubogich w złoża tego surowca. Na skutek zwiększającego się zapotrzebowania w ostatnich latach przepustowość tradycyjnej infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego okazuje się niewystarczająca. Proces budowy nowych gazociągów jest długoterminowy i kapitałochłonny, a także obarczony czynnikami politycznymi. Z tego względu w ostatnich latach dynamicznie rozwija się rynek gazu skroplonego, który pozwala na jego dostawy z różnych źródeł i od różnych dostawców.

fot. Shutterstock



1 Tankowiec przeznaczony do transportu skroplonego gazu ziemnego LNG

Intensywnie rozbudowywana jest infrastruktura umożliwiająca eksport LNG (zwłaszcza w USA, Australii, Kanadzie) oraz terminale importowe. Największymi eksporterami surowca, według World LNG Report 2019, są: Katar (24,9% udziału w rynku), Australia (21,7% udziału), Malezja (7,7% udziału), USA (6,7% udziału), Nigeria (6,5% udziału), Rosja (6% udziału). Szczególnie dynamiczny rozwój sektora LNG obecnie obserwuje się w USA i Federacji Rosyjskiej. W skali światowej największymi odbiorcami skroplonego paliwa są kraje azjatyckie, w tym przede wszystkim Japonia (25,4%), Chiny (16,7%), Korea Południowa (13,6%), poza Azją dość duży udział procentowy mają także Indie (7,1%). Z krajów europejskich zaś: Hiszpania (3,3%), Francja (2,6%), Włochy (1,9%). Łącznie w roku 2019 kraje UE sprowadziły po regazyfikacji 108 mld m^3 surowca, co zaspokoiło 22% unijnego zapotrzebowania i stanowiło 27% całego importu gazu. Oznaczało to ponad 100-procentowy wzrost ilości importowanego LNG do UE względem 2018 roku.

TERMINALE LNG

Pod koniec 2019 roku na terenie UE funkcjonowało 29 terminali LNG o łącznych możliwościach regazyfikacyjnych sięgających 212 mld m^3 rocznie, zaś po wystąpieniu Wielkiej Brytanii 31 stycznia 2020 roku z UE na jej terenie jest ich 25, o łącznej możliwości rocznego importu na poziomie 164 mld m^3. Najwięcej terminali (siedem) zlokalizowanych jest na terenie Hiszpanii – mogą one odebrać aż 68,9 mld m^3 gazu w ciągu roku, co stanowi ponad dwukrotne zapotrzebowanie na surowiec w tym kraju (31,5 mld m^3 w 2018 roku). Skupiając się na unijnej charakterystyce rynku LNG, należy wspomnieć także o terminalach, nad którymi prowadzone są już zaawansowane prace, a także o tych, których budowa jest obecnie planowana. Świadczy to o ich kluczowej roli w dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do UE oraz wpisywaniu się w strategiczne założenia unijnego bezpieczeństwa energetycznego. Jest to również widoczne w odniesieniu do Polski, która w 2019 roku za pośrednictwem 31 transportów do terminala LNG w Świnoujściu sprowadziła ok. 3,5 mld m^3 gazu ziemnego, co w porównaniu do lat poprzednich stanowiło znaczny wzrost wykorzystania możliwości regazyfikacyjnych terminala, sięgających 5 mld m^3 rocznie (wykorzystanie mocy terminala: 2019 rok – 70%, 2016 rok – 33%). Obecnie zdolności odbiorcze polskiej infrastruktury LNG przy krajowym zapotrzebowaniu sięgającym ok. 19 mld m^3 są w stanie zapewnić ponad ¼ dostaw. Jednakże zgodnie z założeniami projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 roku i realizowanymi na polskim rynku inwestycjami terminal LNG w Świnoujściu ma zostać rozbudowany do 7,5 mld m^3 do roku 2021, zaś w rejonie Zatoki Gdańskiej w perspektywie 2025 roku ma powstać terminal FSRU, zdolny odebrać 4 mld m^3 skroplonego gazu. Łączne zdolności regazyfikacyjne mogą zatem w nieodległej przyszłości osiągnąć niecałe 12 mld m^3. Oznacza to, że Polska może być państwem zapewniającym dostęp do globalnego rynku LNG pozostałym krajom Europy Środkowo-Wschodniej oraz Ukrainie, która w 2019 roku skorzystała z polskiego terminalu LNG w Świnoujściu i importowała w całości jedną z dostaw. Wykorzystanie potencjału basenu Morza Bałtyckiego wpisuje się w strategiczne cele unijnego korytarza gazowego „Północ-Południe", który ma przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego w Europie. Korytarz ten zakłada szereg inwestycji zarówno w infrastrukturę gazową wewnątrzkrajową, jak i w połączenia międzysystemowe gazu ziemnego pomiędzy państwami, tzw. interkonektory.

Realizacja tych kluczowych działań wymaga odpowiedniej sekwencji zdarzeń, a więc w pierwszej kolejności należy rozbudować infrastrukturę pozwalającą na dostawy z nowego źródła, a następnie gazociągi przesyłowe i połączenia międzysystemowe. Jest to szczególnie istotne, gdyż techniczny potencjał regazyfikacyjny staje się instrumentem w negocjacjach kontraktów gazowych realizowanych poprzez rurociągi zarówno drogą morską, jak i lądową.

ZASTOSOWANIE SKROPLONEGO GAZU ZIEMNEGO

Ze względu na to, że LNG jest skroploną formą popularnego gazu ziemnego, a jego ciekła postać w procesie regazyfikacji wraca do stanu gazowego, jego zastosowanie nie różni się znacznie od tego, które umożliwia tradycyjny gaz ziemny. Jednakże istnieje kilka odrębnych możliwości wykorzystywania tego paliwa, będących domeną jedynie skroplonej postaci surowca. Jedną z najważniejszych cech LNG jest duża elastyczność transportowa. Jego śródlądowy przewóz może być prowadzony zarówno drogą kolejową, przy wykorzystaniu odpowiednich do tego cystern, jak i np. za pomocą transportu samochodowego. Mobilność skroplonego paliwa znacznie poprawia poziom bezpieczeństwa energetycznego danego obszaru. Cecha ta wpływa na gazyfikację terenów dotychczas odciętych od dostaw surowca i rozwój na ich obszarze infrastruktury energetycznej korzystającej z tego rodzaju paliwa. Umożliwia ona także stabilne funkcjonowanie sektora energetycznego w razie powstania przerw w dostawach – za pomocą tradycyjnych gazociągów stacjonarnych. Zagrożone rynki danego kraju dysponujące infrastrukturą LNG są w stanie stosunkowo szybko przetransportować potrzebne ilości gazu. Fakt ten potwierdza zdecydowanie, że inwestowanie w tego typu surowiec znacznie zwiększa poziom niezależności energetycznej danego obszaru i umożliwia wykorzystywanie innowacyjnych źródeł produkcji energii z gazu ziemnego nawet w obszarach najbardziej niedostępnych dla tradycyjnego importu, a przy tym także oddalonych od akwenów morskich. Jako że temperatura gazu ziemnego w ciekłym stanie skupienia sięga –162°C, jest on często wykorzystywany w różnego rodzaju instalacjach niskotemperaturowych, np. w przemyśle rafineryjno-petrochemicznym podczas procesów frakcjonowania węglowodorów. W związku z rozwojem bezemisyjności światowego transportu skroplony gaz ziemny jako paliwo niskoemisyjne (dla przykładu emisja szkodliwego benzoalfapirenu na jednostkę energii użytkowej podczas spalania gazu ziemnego jest ok. 270 tys. razy mniejsza niż w przypadku spalania innych paliw kopalnych) odnajduje swoje zastosowanie również w napędzaniu pojazdów – tak lądowych, powietrznych, jak i wodnych. Szczególnie w przypadku tych ostatnich cieszy się największą popularnością, czego przykładem jest dość szeroko rozwinięta flota LNG w Norwegii, która już w roku 2012 liczyła kilkadziesiąt statków. Oznacza to, że LNG w coraz większym stopniu będzie wykorzystywany jako paliwo w transporcie samochodowym, morskim oraz kolejowym, a więc stanie się alternatywą dla dotychczasowych paliw. Wpływają na to również kolejne regulacje unijne tj. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/33/UE z dnia 21 listopada 2012 r., zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych, która weszła w życie 1 stycznia 2015 roku. Powyższa regulacja prawna wprowadziła wymóg, zgodnie z którym maksymalna zawartość siarki w paliwie wykorzystywanym przez statki powinna wynosić 0,1% (wcześniej wynosiła 1%).



fot. Shutterstock

2 Terminal skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu

Dyrektywa ta (zwana siarkową) przyczyni się do tego, że państwa zlokalizowane w północnej części Europy będą budować stałe stacje do bunkrowania LNG. Przykładowo w Sztokholmie porty jako jedne z pierwszych na świecie oferują taką usługę metodą statek-statek (ang. *vessel-to-vessel*). Również w regionie Morza Bałtyckiego pojawi się zapotrzebowanie na bunkrowanie statków paliwem LNG. Ponadto dostrzega się, że terminale gazu skroplonego mogą dostarczać chłodu do znajdujących się w pobliżu instalacji przedsiębiorstw, zajmujących się przetwórstwem ryb lub wytwarzaniem lodu.

• PROGNOZA NA PRZYSZŁOŚĆ

Szacuje się, że rynek LNG będzie rozwijał się coraz bardziej dynamicznie. Przesłankę tę potwierdzają liczne inwestycje dotyczące terminali eksportujących LNG oraz tych umożliwiających jego import, które są aktualnie w fazie konstrukcji lub projektowania. Wpłynie to na zwiększenie ilości surowca na rynku, którą dodatkowo podwyższy pandemia koronawirusa. W jej wyniku popyt będzie mniejszy niż podaż, a cena gazu skroplonego na światowych rynkach się obniży. Stworzy to okazję do zmiany dostawy na rynki, które do tej pory uważane były za określone strefy wpływów dotychczasowych dostawców. Podobny proces zajdzie na rynku ropy naftowej, co oznacza, że w najbliższych latach obrót gazem skroplonym będzie przybierał na sile kosztem tradycyjnego.
Na przestrzeni ostatnich 10 lat eksport LNG wzrósł o ponad 80%, podczas gdy przesyłanie za pomocą gazociągów jedynie o 6%. W opinii ekspertów trend ten będzie się utrzymywał aż do chwili, kiedy udział skroplonego gazu w rynku przekroczy 40%, a w 2040 roku handel gazem będzie w 60% opierał się na gazie skroplonym. Głównym powodem zmian będą działania Chińskiej Republiki Ludowej, które zwiększą zapotrzebowanie na gaz LNG o 20%. Duża konsumpcja gazu wyniknie z chęci osiągnięcia stanu gospodarki niskoemisyjnej i dużego uprzemysłowienia kraju. Według prognoz w samych tylko Chinach w ciągu dwóch dekad zużycie gazu ziemnego podniesie się do poziomu obecnej konsumpcji UE, które w 2018 roku wyniosło ok. 450 mld m^3. Ciągły wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, bardziej restrykcyjne przepisy klimatyczne w krajach UE oraz utrzymująca się gra wpływów pomiędzy mocarstwami sprawiają, że rynek LNG stale powiększa się o nowych eksporterów aspirujących do zajęcia na nim dominującej pozycji. W ostatnich latach eksporterami LNG stały się nie tylko USA, lecz także Mozambik, Tanzania, Papua Nowa-Gwinea. Kolejne terminale eksportowe LNG budowane są w Australii, Kanadzie, USA i Katarze. Jedynie w 2017 roku USA zwiększyły eksport gazu skroplonego ponad czterokrotnie. Wszystko za sprawą „rewolucji łupkowej", która przyczyniła się do rozwoju technologii szczelinowania, co przekłada się dzisiaj na rywalizację z Rosją na europejskim rynku surowców energetycznych. Warto tutaj podkreślić rosnącą pozycję Polski jako odbiorcy LNG. Konsekwentnie realizowana polityka dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego sprawia, że pozycja Federacji Rosyjskiej na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej po roku 2022 może ulec osłabieniu. Polski koncern PGNiG zawarł z amerykańskimi spółkami kontrakty na dostawy amerykańskiego gazu LNG do 2043 roku. Oznacza to, że nasz kraj może stać się państwem umożliwiającym dostęp do gazu ziemnego z innych źródeł niż rosyjskie wszystkim państwom Grupy Wyszehradzkiej oraz Ukrainie, co przyczyni się do zmniejszenia udziału rosyjskiego gazu w tej części Europy oraz wpłynie na poprawę konkurencyjności rynku gazu ziemnego. Skutkiem tego będą dalsze obniżenie ceny surowca oraz kolejne postępowania arbitrażowe względem dostawy monopolisty stosującego niedozwolone praktyki. Konsekwencją tej sytuacji są również zmiany w strategii dostaw ze strony Federacji Rosyjskiej, która rozbudowuje swój potencjał umożliwiający dostawy LNG na unijny rynek. Plany zdobycia części rynku LNG, a przynajmniej uzyskanie statusu liczącego się dostawcy, wymagają od Rosjan dużych nakładów finansowych. Miejscem tych inwestycji jest Półwysep Jamalski w Rosji, skąd LNG trafia na rynek japoński, chiński i koreański. Jednak z powodu trudnych warunków klimatycznych i oddalenia Rosji od rynków zbytu w ciągu kilku najbliższych lat zwiększanie udziałów w globalnym rynku gazu skroplonego będzie trudne do osiągnięcia. Dodatkową przeszkodą jest także aspekt technologiczny, związany z praktycznie całkowitym uzależnieniem Rosji od importu (głównie z Zachodu) urządzeń do produkcji skroplonego gazu, ponieważ Rosjanie są objęci różnego rodzaju sankcjami ze strony UE i USA. Przez lata utrzymująca się pozycja Rosji jako gazowego imperium spowodowała, że kraj ten nie doceniał konkurencji ze strony LNG. Rozwijający się w nadchodzących latach globalny rynek tego surowca spowoduje, że w Europie w coraz większym stopniu cena gazu ziemnego będzie wynikiem kalkulacji ekonomicznej a nie politycznej.

Literatura

1. „An updated analysis on gas supply security in the EU energy transition", Artelys, 2020.
2. R. Biały, P. Janusz, M. Ruszel, A. Szurlej, „Znaczenie dostaw LNG w zbilansowaniu zapotrzebowania na gaz ziemny krajów UE", „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk" 2018, nr 102.
3. „Natural Gas – Statistical Review of World Energy", wyd. 68, BP, 2019.
4. M. Gałczyński, M. Ruszel, P. Turowski, R. Zajdler, A. Zawisza, „Globalny rynek LNG", Wydawnictwo Rambler, Warszawa 2015.
5. „LNG Database" 2019, www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/lng-database.
6. „World LNG Report", International Gas Union, 2019.
7. „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO_2 (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017", KOBiZE, 2017.
8. „LNG Outlook 2020", Shell.
9. A. P. Sikora, M. Sikora, „Nowa era w światowym rynku LNG", „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk" 2018, nr 105.


Targi Energetyczne
ENERGETICS
17-18 LISTOPADA 2020
ELEKTROENERGETYKA I ELEKTROTECHNIKA
ENERGETYKA ALTERNATYWNA I ODNAWIALNA
ELEKTROMOBILNOŚĆ
TARGI
LUBLIN
www.energetics.targi.lublin.pl

DR HAB. INŻ. BOLESŁAW ZAPOROWSKI

emerytowany profesor Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, członek Komitetu Elektrotechniki PAN i Komitetu Problemów Energetyki przy Prezydium PAN, specjalizuje się w zagadnieniach technologii wytwarzania energii elektrycznej

Kogeneracja w elektroenergetyce

Porozumienie klimatyczne, przyjęte na 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu w Paryżu (12 grudnia 2015 roku), oraz decyzja Rady Europejskiej z października 2014 roku w sprawie redukcji emisji CO_2 w Państwach Członkowskich Unii Europejskiej o 40% do 2030 roku, w porównaniu z emisją w 1990 roku, stawiają przed polską energetyką poważne wyzwania związane z wdrożeniem energetycznych technologii wytwórczych, mających doprowadzić do istotnej redukcji emisji CO_2. Polska, która 27 kwietnia 2016 roku podpisała porozumienie paryskie w siedzibie ONZ w Nowym Jorku, jest zobligowana do realizacji zobowiązań wynikających zarówno z niego, jak i decyzji Rady Europejskiej z października 2014 roku.

Redukcja emisji CO_2 w najbliższych latach w Polsce może być osiągnięta m.in. przez zwiększenie: sprawności elektrowni opalanych węglem, udziału gazu ziemnego i energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych (w tym energii wiatru, promieniowania słonecznego i biomasy) w produkcji energii elektrycznej, a także udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie kogeneracyjne, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej, a przez to obniżenie emisji CO_2 oraz kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w porównaniu z produkcją rozdzieloną. Technologie te polegają na wytwarzaniu w jednym procesie technologicznym energii elektrycznej i ciepła przy zużyciu tego samego (i tej samej ilości) paliwa. Polska ma korzystne warunki do rozwoju kogeneracji ze względu na dobrze rozwinięte systemy ciepłownicze w dużych, średnich i małych miastach. Niestety, w tych ostatnich często źródła ciepła stanowią w dużej mierze lub tylko ciepłownie. Dlatego m.in. łącznie w miejskich i przemysłowych systemach ciepłowniczych obecnie w Polsce tylko ok. 55% ciepła systemowego jest wytwarzane w kogeneracji [1]. Aby systemy ciepłownicze w Polsce mogły uzyskać status efektywnych energetycznie, wartość ta powinna wzrosnąć do 75% [2].

Należy również podkreślić, że obecnie w Polsce przeważającą część jednostek kogeneracyjnych, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 7059 MW (65,8%), stanowią bloki parowe opalane węglem, o stosunkowo niskiej efektywności energetycznej i wysokiej emisji CO_2. Dlatego w krajowej elektroenergetyce, oprócz budowy nowych źródeł kogeneracyjnych, jest potrzebna transformacja paliwowa i technologiczna istniejących źródeł tego typu w kierunku technologii niskoemisyjnych.

KRYTERIA ZALICZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO WYTWORZONEJ W KOGENERACJI

Podstawą zaliczania energii elektrycznej do wyprodukowanej w kogeneracji do 2007 roku było Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła [3]. Dokument ten do skojarzonych źródeł energii zaliczał jednostki wytwórcze, w których proces produkcji energii elektrycznej i ciepła w poprzedzającym roku kalendarzowym odbywał się ze średnioroczną sprawnością energetyczną (przemiany energii chemicznej paliwa w elektryczną i ciepło) wynoszącą co najmniej 70%. 12 stycznia 2007 roku Sejm uchwalił ustawę, która dokonała zmian w ustawach Prawo energetyczne, Prawo ochrony środowiska oraz o systemach oceny zgodności [4], wdrażającą w Polsce Dyrektywę 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii [5]. W jej następstwie 26 września 2007 roku ukazało się rozporządzenie Ministra Gospodarki [6] zmieniające rozporządzenie z 2004 roku w sprawie kogeneracji, w którym znalazły się nowe kryteria zaliczania energii elektrycznej do wytworzonej w skojarzeniu, uszczegółowiające zapisy ustawy Prawo energetyczne w tym zakresie.

Ustawa Prawo energetyczne rozróżnia dwa pojęcia: energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu (z kogeneracji) i energii wyprodukowanej w skojarzeniu o wysokiej sprawności (z wysokosprawnej kogeneracji). Jest to o tyle istotne, że tylko dla tej ostatniej przewidziane jest wsparcie na rynku energii elektrycznej w postaci świadectw pochodzenia (do 2018 roku były to czerwone, żółte i fioletowe certyfikaty). Kryterium zaliczania energii elektrycznej do wytworzonej w kogeneracji, określonym w ustawie Prawo energetyczne, jest średnioroczna sprawność ogólna (przemiany energii chemicznej paliwa w elektryczną i ciepło) jednostki kogeneracyjnej.

Jeżeli osiąga ona wartość wyższą od 80% (kogeneracyjne upustowo-kondensacyjne bloki parowe i gazowo-parowe) lub od 75% (pozostałe jednostki), to całkowita ilość wytworzonej energii elektrycznej jest uznawana za pochodzącą z kogeneracji. Jeżeli natomiast nie osiąga tej wartości, to ilość energii elektrycznej zaliczanej do wytworzonej w kogeneracji oblicza się jako iloczyn ilości ciepła wytworzonego w kogeneracji i współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji do ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, wyznaczanego na podstawie pomiarów parametrów jednostki kogeneracyjnej w trybie pracy pełnej kogeneracji. Po wyznaczeniu ilości energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu bada się, czy pochodzi ona z wysokosprawnej kogeneracji. Rozstrzyga o tym wartość oszczędności



© Pixel-Shot | adobe.stock.com

Powody dla których warto wybrać produkty 2G

NIEZAWODNY I EKONOMICZNY

2G Wiodący dostawca urządzeń kogeneracyjnych o mocach elektrycznych od 20 kW do 4.500 kW zasilanych gazem ziemnym, biogazem, a nawet wodorem

Najwyższa wydajność | Duża dyspozycyjność ruchowa | Niskie koszty eksploatacji
Rozwiązania kontenerowe typu Plug and play | Umowy serwisowe dostosowane do potrzeb Klienta

2G Polska Sp. z o.o. | www.2-g.pl

energii pierwotnej PES (ang. *Primary Energy Savings*), uzyskana dzięki skojarzonemu wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym, w jednostce kogeneracyjnej o elektrycznej mocy zainstalowanej powyżej 1 MW musi wynosić więcej niż 10%, a poniżej 1 MW – być większa od zera.
W 2012 roku przyjęto dyrektywę 2012/27/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej [7], do której przeniesiono zagadnienia związane ze wsparciem kogeneracji z dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. [5], która tym samym została uchylona. W Polsce środki wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji na podstawie ustawy z 2007 roku, w postaci certyfikatów, istniały do końca 2018 roku. W dniu 14 grudnia 2018 roku Sejm uchwalił ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wprowadzającą nowy system wsparcia w postaci premii kogeneracyjnej, kogeneracyjnej indywidualnej oraz gwarantowanej – dla wytwórców, którzy wygrają aukcje lub nabory [8]. Szczegóły tego rozwiązania są zawarte we wspomnianej ustawie oraz w rozporządzeniach Ministra Energii z dnia 21 sierpnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2019 i 2020 [9] i z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [10].

• TECHNOLOGIE KOGENERACYJNE W POLSCE

Potencjał kogeneracyjnych urządzeń wytwórczych zainstalowanych w elektrociepłowniach w Polsce jest dość duży. Ich sumaryczna elektryczna moc zainstalowana wynosi ok. 10 723 MW, co stanowi ok. 23% mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) [12]. Udział energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w 2019 roku wyniósł natomiast w kraju ok. 16,4%, w sprzedaży energii odbiorcom końcowym ok. 21,5% [13], a udział ciepła wytworzonego w skojarzeniu, w całkowitej produkcji ciepła systemowego, ok. 55% [1].
W Polsce istnieje znaczne zróżnicowanie technologiczne urządzeń energetycznych do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Największym potencjałem produkcyjnym wyróżniają się kogeneracyjne bloki parowe, których elektryczna moc zainstalowana wynosi ok. 7933 MW, co stanowi ok. 74% mocy elektrycznej wszystkich źródeł kogeneracyjnych w kraju. Wśród nich są kogeneracyjne bloki opalane węglem kamiennym, gazem ziemnym i koksowniczym, biomasą czy odpadami komunalnymi.
Znaczące i nowoczesne rozwiązanie stanowią kogeneracyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym, zbudowane w latach 1999–2018, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 2080 MW. Zastosowane w nich turbiny gazowe pochodzą z czołowych firm z branży: General Electric, Siemens, Ansaldo czy Solar Turbines.
Interesującą grupą są bloki z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 194 MW, opalane gazem ziemnym.
Ważną rozwijającą się technologię stanowią kogeneracyjne bloki gazowe z silnikami gazowymi, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ponad 500 MW. Są one opalane gazem ziemnym lub gazem pochodzącym z odmetanowania kopalń bądź biogazem wytwarzanym w procesie biologicznej konwersji energii chemicznej biomasy w energię chemiczną biogazu w biogazowniach (rolniczych, w oczyszczalniach ścieków czy na składowiskach odpadów komunalnych).
W Polsce pracuje również kilka kogeneracyjnych bloków ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) opalanych biomasą, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej stanowiącej ok. 11 MW.
Poza wyżej wymienionymi rodzajami jednostek kogeneracyjnych istnieją jeszcze parowe bloki kondensacyjne z członem ciepłowniczym, pracujące w 15 elektrowniach, których łączna moc cieplna w skojarzeniu wynosi ok. 3200 MW, a elektryczna moc zainstalowana ponad 5600 MW [12].

• PERSPEKTYWICZNE TECHNOLOGIE KOGENERACYJNE DLA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

Wszystkie perspektywiczne technologie kogeneracyjne powinny charakteryzować się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisyjnością CO_2, a także dużą elastycznością na zmiany obciążenia cieplnego, szczególnie gdy technologie te mają być stosowane w kogeneracyjnych blokach pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych, w których występuje duża zmienność zapotrzebowania na moc cieplną w czasie. Pożądaną cechą kogeneracyjnych bloków powinna być również możliwość wpływania przez ich pracę na bezpieczeństwo pracy KSE, czyli spełnianie przez nie kryteriów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).
Dla dalszego rozwoju w Polsce kogeneracyjnych źródeł wytwórczych perspektywicznych jest 11 technologii – opalanych gazem ziemnym (5), biomasą (5) i węglem kamiennym (1). Źródła kogeneracyjne pracują równocześnie w KSE i systemach ciepłowniczych, dlatego moce cieplne jednostek kogeneracyjnych muszą być dostosowane do zapotrzebowania na ciepło użytkowe w systemach ciepłowniczych. Biorąc powyższe pod uwagę, perspektywiczne technologie kogeneracyjne zostały tak wybrane, aby mogły być stosowane w blokach kogeneracyjnych o mocy cieplnej w skojarzeniu od kilkudziesięciu kW do kilkuset MW.
Do grupy perspektywicznych technologii wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny można zaliczyć [14, 15]:
• kogeneracyjny blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 300 MW do 600 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 180 MW do 350 MW,
• kogeneracyjny blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 80 MW do 300 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 60 MW do 180 MW,

• kogeneracyjny blok gazowo-parowy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 25 MW do 80 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 20 MW do 80 MW,
• kogeneracyjny blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 1 MW do 15 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 1,5 MW do 20 MW,
• kogeneracyjny blok gazowy z silnikiem gazowym, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 150 kW do 7,5 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 150 kW do 6,5 MW.

Do grupy perspektywicznych technologii wykorzystujących jako paliwo biomasę lub biogaz można zaliczyć [14, 15]:

• kogeneracyjny blok parowy średniej mocy, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 20 MW do 50 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 25 MW do 60 MW,
• kogeneracyjny blok ORC małej mocy, o elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 1 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu na poziomie ok. 4 MW,
• kogeneracyjny blok parowy małej mocy, o elektrycznej mocy zainstalowanej od ok. 2 MW do 20 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 2,5 MW do 25 MW,
• kogeneracyjny blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją biomasy, o elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 1 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu na poziomie ok. 1 MW,
• kogeneracyjny blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, o elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 1 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu na poziomie ok. 1 MW.

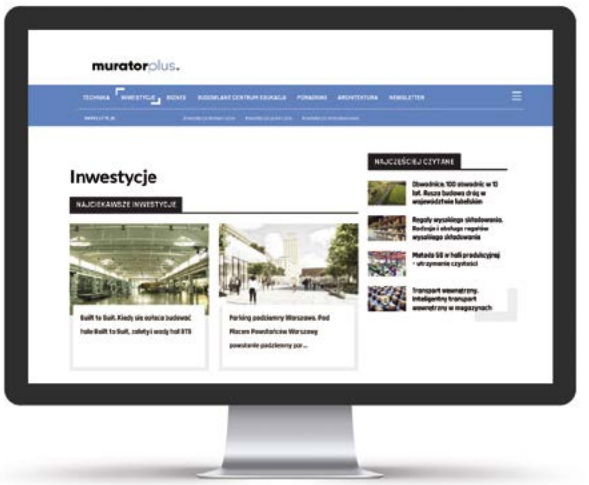
Do perspektywicznych technologii wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny można zaliczyć kogeneracyjny blok parowy na parametry podkrytyczne średniej mocy, o elektrycznej mocy zainstalowanej wynoszącej ok. 50 MW i mocy cieplnej w skojarzeniu na poziomie ok. 60 MW [14, 15].

• PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Wykonane przez autora niniejszego artykułu analizy [14, 15, 16] pozwalają na sformułowanie kilku wniosków. Dla miejskich systemów ciepłowniczych dużej mocy perspektywicznymi jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisyjnością CO_2, są ciepłownicze bloki gazowo -parowe opalane gazem ziemnym, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary, o mocy cieplnej w skojarzeniu w zakresie od ok. 180 MW do 350 MW, które mogą spełniać również w KSE funkcję JWCD. Z kolei dla miejskich systemów ciepłowniczych średniej mocy perspektywicznymi jednostkami kogeneracyjnymi opalanymi gazem ziemnym są ciepłownicze bloki gazowo-parowe z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 60 MW do 180 MW, które mogą spełniać w KSE funkcje JWCD. W systemach ciepłowniczych średniej mocy mogą być stosowane również jednostki kogeneracyjne opalane gazem ziemnym, mniejszej mocy, charakteryzujące się jednak niższą efektywnością energetyczną i ekonomiczną,

REKLAMA

muratorplus.



> Prezentacje planowanych i realizowanych inwestycji komercyjnych, publicznych i mieszkaniowych
> Najnowsze technologie i materiały
> Aktualności rynku budowlanego, przepisy prawa budowlanego
> Profesjonalne raporty i prognozy rynku budowlanego

Wejdź na Muratorplus.pl

w postaci bloków gazowo-parowych z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, o mocy cieplnej w skojarzeniu w zakresie od ok. 20 MW do 60 MW. Wymienione wyżej rodzaje kogeneracyjnych bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym mogą również być stosowane w przemysłowych systemach ciepłowniczych, które pozwalają na uzyskiwanie przez nie dłuższego czasu wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej i cieplnej mocy w skojarzeniu, przez co mogą osiągać wyższą efektywność energetyczną i ekonomiczną.

Dla systemów ciepłowniczych małej mocy perspektywicznymi jednostkami kogeneracyjnymi opalanymi gazem ziemnym są kogeneracyjne bloki gazowe (kogeneracyjne źródła rozproszone) z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 1 MW do 20 MW i z silnikami gazowymi, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 150 kW do 6,5 MW. Takie jednostki kogeneracyjne, jeżeli nie przekraczają w paliwie nominalnej mocy 20 MW, nie są zobowiązane do zakupu uprawnień do emisji CO_2 [11]. Ponadto mogą pracować również w okresie letnim jako źródła ciepła do podgrzewania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) i uzyskiwać dzięki temu wyższą efektywność ekonomiczną.

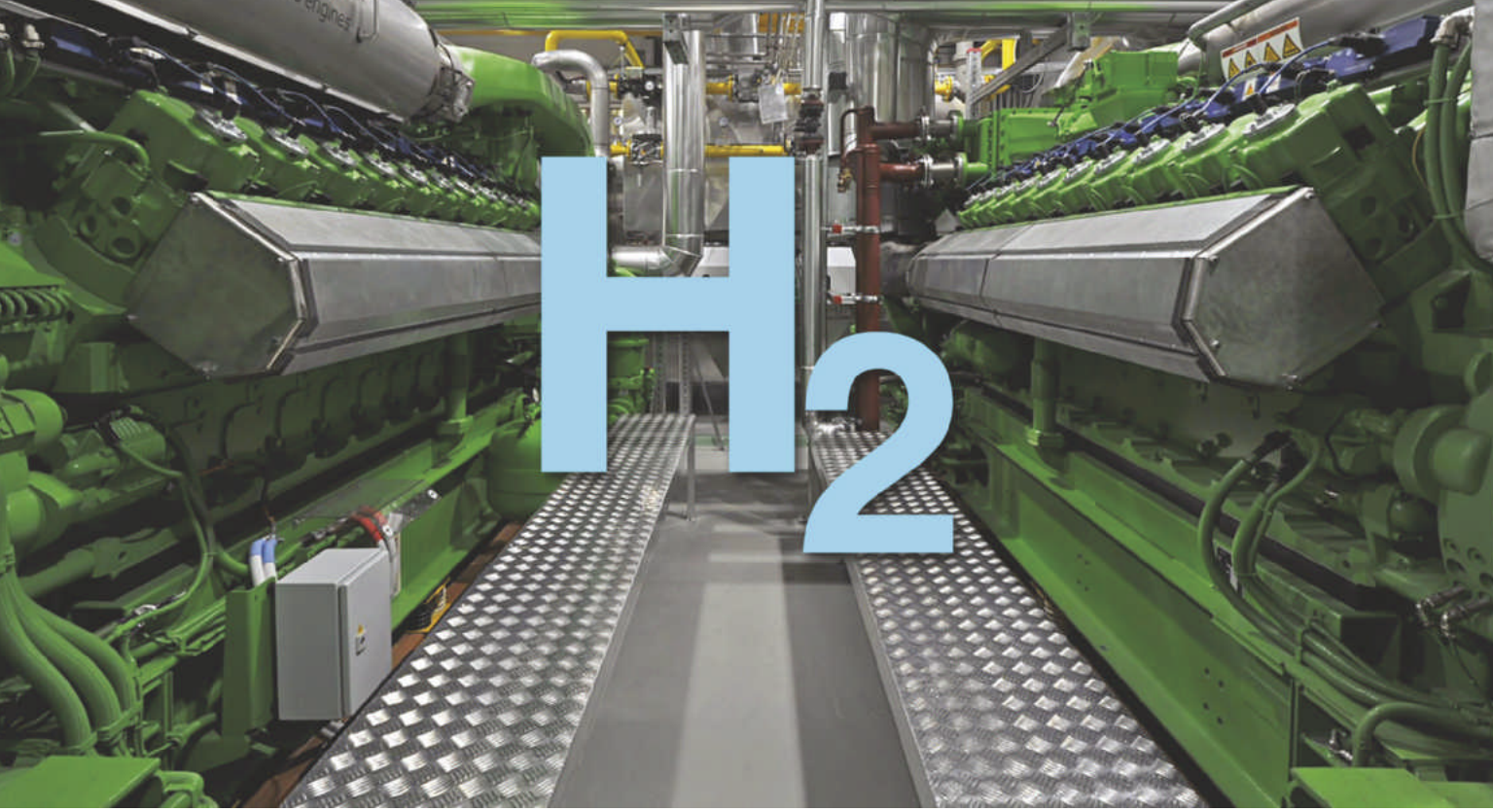
W dziedzinie technologii związanych z wykorzystaniem biomasy w źródłach kogeneracyjnych sytuacja jest złożona. Dojrzałość komercyjną uzyskały dotychczas wyłącznie technologie bazujące na spalaniu biomasy w kogeneracyjnych blokach parowych średniej i małej mocy oraz ORC, a także w dużym stopniu technologia wykorzystująca biologiczną konwersję energii chemicznej biomasy. Kogeneracyjne bloki małej mocy charakteryzują się jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym dość wysokimi kosztami wytwarzania. Aby były one opłacalne, muszą pracować w trybie pełnej kogeneracji, z długim czasem wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej i mocy cieplnej w skojarzeniu. Kogeneracyjne bloki ORC małej mocy, charakteryzujące się stosunkowo niską wartością sprawności wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, ale dużą wartością wskaźnika skojarzenia, są najczęściej stosowane w małych zakładach produkcyjnych, wykazujących duże zapotrzebowanie na ciepło do celów technologicznych, np. w wytwórniach pelletu z biomasy, a także w miejskich systemach ciepłowniczych do podgrzewania c.w.u. Korzystnymi właściwościami energetycznymi charakteryzują się bloki kogeneracyjne zintegrowane ze zgazowaniem biomasy. Niestety, dotychczas nie uzyskały one jeszcze dojrzałości ekonomicznej ani technologicznej.

Kogeneracyjne bloki parowe średniej mocy opalane węglem kamiennym – ze względu na niską efektywność energetyczną i ekonomiczną oraz wysoką emisyjność CO_2 – nie są perspektywicznymi jednostkami wytwórczymi dla miejskich systemów ciepłowniczych. Natomiast w przemysłowych systemach ciepłowniczych, przy pracy z dłuższym czasem wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej i mocy cieplnej w skojarzeniu, mogą uzyskiwać wyższą efektywność energetyczną i ekonomiczną.

Należy podkreślić, że gaz ziemny – dzięki zaletom technologicznym i ekologicznym – obecnie i w perspektywie 20 lat, można uznać za najlepsze paliwo dla kogeneracji [16].

Literatura

1. „Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2018", Agencja Rynku Energii, Warszawa 2019.
2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (DzU z 1997 r. nr 54, poz. 348).
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (DzU z 2004 r. nr 267, poz. 2657).
4. Ustawa z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (DzU z 2007 r. nr 21, poz. 24).
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii (DzUrz UE L 52/50).
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26.09.2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (DzU z 2007 r. nr 185, poz. 1314).
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 20012/27/UE z dnia 12 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej (DzUrz UE L 315/1 – L 315/56).
8. Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (DzU z 2020 r., poz. 250).
9. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 21 sierpnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2019 i 2020 (DzU z 2019 r. nr 249, poz. 1671).
10. Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 23.09.2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (DzU z 2019 r. nr 254, poz.1851).
11. Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczpospolitej Polskiej z dnia 10 maja 2018 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (DzU z 2018 r., poz. 1201).
12. „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2018", Agencja Rynku Energii, Warszawa 2019.
13. „Informacja statystyczna o energii elektrycznej" 2019, nr 2, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2020.
14. B. Zaporowski, „Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plant Fired with Natural Gas", „Acta Energetica" 2016, nr 1(26).
15. B. Zaporowski, „Nowoczesne technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła", „Polityka Energetyczna" 2017, t. 20, z. 3.
16. B. Zaporowski, „Perspektywy rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce", „Rynek Energii" 2018, nr 5(138).



FEROX SP. Z O.O.
ENERGY SYSTEMS

integrator technologii kogeneracyjnych

30 września 2020 roku zapraszamy na bezpłatne webinarium dotyczące przyszłości wytwarzania energii w oparciu o silniki Jenbacher. Zapisz się już dziś pod adresem www.innio.com/pl

W chwili obecnej wodór jest postrzegany jako droga do bezemisyjnej gospodarki elektroenergetycznej. Dzieje się tak ze względu na teoretyczny model spalania bez emisji CO_2 oraz integrację obecnych systemów elektroenergetycznych ze źródłami odnawialnymi i modelem magazynowania energii w postaci chemicznej.

Obecnie większość dostępnych rozwiązań w postaci gotowych urządzeń ogranicza się do mocy nie przekraczających 100kW. **Pojedyncze silniki gazowe firmy INNIO Jenbacher już dziś mogą wytwarzać energię elektryczną na poziomie kilku MW wykorzystując czysty wodór.**

Pozyskanie czystego wodoru jest w chwili obecnej wciąż procesem niełatwym dlatego silniki gazowe są najlepszym rozwiązaniem umożliwiającym produkcję energii z wodoru o różnych klasach czystości.



Przykład realizacji w Mińsku Mazowieckim (2 x 3,3 MWe)

INNIO JENBACHER Waukesha
Distributor & Service Provider

Ferox Energy Systems Sp. z o.o.
PL – 40-599 Katowice, ul. Żeliwna 38
T: +48 32 254-61-69



DR EWA MATACZYŃSKA
ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukaszewicza

Technologia blockchain i jej wykorzystanie w sektorze elektroenergetycznym

Blockchain to zdecentralizowany i rozproszony rejestr transakcji przeprowadzonych przez użytkowników danej sieci peer-to-peer – każdy z nich ma kopię rejestru, co oznacza, że nie ma możliwości utracenia bądź zmiany informacji w nim zawartych bez zgody wszystkich. Rejestr nie jest kontrolowany przez jeden wybrany podmiot, ale przez wszystkich użytkowników zdecentralizowanego systemu. Ponadto każda transakcja jest całkowicie zabezpieczona za pomocą zaawansowanych algorytmów kryptograficznych. Cały mechanizm technologii blockchain opiera się na zaufaniu, nieodwracalności przeprowadzonych transakcji, niezmienności i przejrzystości.

Rozproszona architektura systemu, jak sama nazwa wskazuje, powstaje z bloków połączonych ze sobą sekwencyjnie (forma łańcucha danych), przy czym ostatni blok jest dołączony do poprzedniego. Każdy z nich zawiera dane, których struktura przechowywania w bloku zależy od typu łańcucha bloków i sposobu zarządzania tymi danymi. Przykładowo, blok w łańcuchu bitcoin zawiera podstawowe informacje o transakcji, w tym o odbiorcy, nadawcy i ilości przekazanego bitcoina, natomiast w sieci, której zadaniem będzie np. potwierdzanie pochodzenia wyprodukowanej energii elektrycznej przez źródło OZE, będzie miał inną strukturę. Pierwszy blok dowolnego łańcucha jest identyfikowany jako początkowy (ang. *genesis*) i od niego rozpoczyna się tworzenie łańcucha kolejnych zależnych od siebie, zawierających informacje, do którego bloku każdy z nich został przyłączony. Kolejność jest szyfrowana w sposób uniemożliwiający zmianę, usunięcie bądź przeniesienie.

Transakcją w sieci rozproszonej określa się sytuację, w której jeden uczestnik sieci wysyła informację do drugiego. Prostym przykładem może być przekazanie bitcoina od jednego użytkownika do drugiego. Transakcja inicjuje wykonanie uzgodnionego kontraktu, który zmienia swój stan. Ponieważ cały łańcuch bloków to zdecentralizowana sieć, po wykonaniu transakcji rejestr musi być zaktualizowany przez wszystkie węzły, aby stworzyć nowy stan łańcucha bloków. Informacja o transakcji jest rozsyłana do węzłów sieci, po czym, na podstawie zastosowanej metody konsensusu następuje jej weryfikacja.

Przy rozpatrywaniu możliwości wykorzystania technologii blockchain istotne jest określenie rodzaju architektury systemu – publiczna lub prywatna. Różnią się one stopniem zaufania pomiędzy użytkownikami oraz dostępnością uczestniczenia, przy czym jedyne prawdziwe zdecentralizowane rozwiązanie stanowi system publiczny, którego użytkownikiem może być każdy. W takim przypadku informacje publiczne o transakcjach są widoczne dla wszystkich, nie ma także możliwości dokonania modyfikacji danych historycznych, przykładami mogą tu być bitcoin, litecoin czy ethereum.

Z kolei w prywatnej architekturze systemu do sieci mogą przyłączyć się tylko ci użytkownicy, którzy uzyskali zgodę. Oznacza to, że sieć jest w pełni kontrolowana przez administratora – może nim być np. jedna organizacja. Dopuszcza się tu modyfikację danych historycznych, jeśli taka jest wola głównych uczestników.

Ważnym elementem architektury systemu blockchain jest metoda konsensusu, czyli sposób, w jaki następuje utworzenie kolejnego bloku. Sposób w tym przypadku oznacza algorytm, za pomocą którego weryfikuje się dokonaną transakcję oraz zabezpiecza się poprzez stworzenie unikalnego kodu pozwalającego na utworzenie nowego bloku, połączonego nierozerwalnie z poprzednim. Obecnie istnieje wiele metod konsensusu, z których dwie najbardziej popularne to Proof of Work i Proof of Stake. Pierwsza z nich wymaga, aby wszystkie węzły sieci konkurowały ze sobą w celu rozwiązania trudnej zagadki kryptograficznej. Gwarantuje ona losową formę wyboru węzłów rozstrzygających o tworzeniu następnego bloku, co powoduje, że ostateczne utworzenie nowego bloku trwa dosyć długo w porównaniu z tradycyjnymi metodami rejestracji różnych transakcji. Ponadto, ze względu na konieczność zaangażowania dużych mocy obliczeniowych do rozwiązania skomplikowanej, kryptograficznej układanki, umożliwiającej zakończenie procesu tworzenia nowego bloku, wiąże się z wysokim zużyciem energii elektrycznej, z której dodatkowo większość marnuje się, ponieważ nie prowadzi bezpośrednio do udanego rozwiązania łamigłówki. Jest to znane ograniczenie, ale możliwe do pokonania poprzez alternatywne mechanizmy, takie jak Proof of Stake, niewykorzystujące skomplikowanej komputerowo układanki i znacznie bardziej energooszczędne. Prywatne sieci często stosują alternatywne mechanizmy konsensusu, które nie opierają się na mechanizmach Proof of Work, jednak masywna redundancja w dużej liczbie węzłów przetwarzania w systemie blockchain zawsze oznacza, że zużywa się więcej energii elektrycznej niż w scentralizowanej niezreplikowanej bazie danych.

• MOŻLIWOŚCI I OGRANICZENIA ROZWIĄZAŃ WYKORZYSTUJĄCYCH TECHNOLOGIĘ BLOCKCHAIN

Technologia blockchain początkowo stosowana była jedynie do transakcji związanych z wykorzystaniem wirtualnej waluty, co teoretycznie pozwoliło wyeliminować konieczność istnienia zaufanych instytucji takich jak banki, za pośrednictwem których dokonywane są obecnie wszystkie transakcje, a co za tym idzie – umożliwiło zmniejszenie kosztów transakcji.

Nie ma tu również potrzeby oczekiwania na przeprowadzenie księgowań i wykonanie przelewów między bankami. Zastosowanie rozwiązania blockchain nie usuwa jednak konieczności istnienia zaufania. W tej technologii zaufane jest oprogramowanie, czyli mechanizmy motywujące lub umowne, sterujące zachowaniem węzłów, na których przetwarzane są informacje. Chociaż blockchain nie usuwa potrzeby zaufania, to może ją wyeliminować względem jednej konkretnej strony trzeciej na rzecz mechanizmu zaufania rozproszonego.

ZALETY TECHNOLOGII

Zalety blockchain właściwe dla transakcji walutowych można przenieść na inne procesy, w których elementem transakcji nie będzie pieniądz, lecz np. ilość wyprodukowanej czy dostarczonej energii elektrycznej. W takim przypadku technologia ta zapewnia również możliwość zwiększenia identyfikacji poprzez stworzenie cyfrowego paszportu dla każdego pojedynczego składnika lub całego produktu, np. jednostek wytworzonej energii elektrycznej. Oznacza to, że źródło, z którego ona pochodzi, można zidentyfikować na każdym etapie procesu jej dostawy. Ta właściwość może być z łatwością zaimplementowana do certyfikacji źródeł pochodzenia energii elektrycznej.
Inną cechą blockchain, wspomnianą już wcześniej, jest nieodwracalny zapis informacji o przeprowadzonych transakcjach, bez możliwości ich zmiany bądź usunięcia. Najczęściej stanowi to zaletę, ale nie jest tak w każdym przypadku – staje się wadą np. wówczas, gdy w wyniku wyroku sądu pewne operacje powinny zostać usunięte.
Ponadto technologię tę uważa się za bardziej bezpieczną niż inne systemy przechowywania informacji, ponieważ jej podstawę stanowią rozproszone rejestry zapisu danych, replikacja utworzonych bloków w wielu miejscach w sieci oraz szyfrowanie i połączenie kolejnych bloków danych przy wykorzystaniu kryptografii.

WADY BLOCKCHAIN

Do wad blockchain zalicza się nadmierne zużycie energii elektrycznej przez systemy pracujące w tej technologii, które w dużej mierze zależy od zastosowanych rozwiązań w architekturze systemu (od wyboru metod konsensusu). Jednak blockchain ciągle się rozwija, a nowe rozwiązania ograniczające zużycie wydają się przynosić pewne efekty.
Kolejną wadą jest zagrożenie gwarancji niezmienności utworzonego rejestru, zwane atakiem 51%, w którym węzeł lub grupa węzłów kontrolujących 51% mocy tworzenia łańcucha może zmienić zapisy rejestru. Z jednej strony większy blockchain oznacza w tym przypadku wyższy poziom bezpieczeństwa (ponieważ 51% staje się niezwykle trudne do osiągnięcia), z drugiej jednak – zbyt duży łańcuch staje się trudniej skalowalny. Sama wielkość zawartych w nim informacji utworzy ograniczenia przestrzeni przechowywania danych, co stanowi kolejną wadę, która nie dotyczy jedynie tej technologii, ponieważ w obecnych czasach szybkiego przyrostu różnych danych sposoby ich przechowywania stają się coraz bardziej skomplikowane.



rys. E. Mataczyńska

1 Korzyści oferowane przez technologię blockchain

STOSOWANIE

Blockchain może być właściwym wyborem dla pewnej grupy rozwiązań, ale dla wielu celów bardziej odpowiednie będą inne technologie. W szczególności, jeśli system rozproszonego rejestru jest używany tylko w ramach jednej organizacji lub jednostki organizacyjnej, prawie nigdy nie zaleca się budowania go przy wykorzystaniu tej technologii. Ponadto nie służy ona do przechowywania dużej ilości danych i nie ma dowodów na to, że bardziej efektywnie zastąpi istniejące sposoby zarządzania nimi. Z pewnością sprawdzi się natomiast przy wspieraniu procesów rejestracji informacji dotyczących tych właśnie danych. Tworzenie zaawansowanych narzędzi analitycznych za pomocą blockchain jest obecnie również niemożliwe bez pobierania danych na osobną platformę. Technologia ta nie zaspokoi potrzeby dokonywania skomplikowanych obliczeń oraz analiz dużej ilości danych w celu osiągnięcia założonych wyników na wyjściu całego procesu obliczeniowego, ponieważ nie została stworzona do tych celów. Nie oznacza to jednak, że nie może stanowić elementu uzupełniającego dla innych istniejących rozwiązań.

• TECHNOLOGIA BLOCKCHAIN W PROCESACH ENERGETYCZNYCH

Technologia blockchain jest uważana za jeden z elementów transformacji elektroenergetyki w kierunku rozproszonych źródeł energii wprowadzających zdecentralizowany model jej funkcjonowania. Ze względu na łańcuch procesów występujących w tym sektorze to prosta ścieżka: produkcja energii elektrycznej, przesył, dystrybucja, sprzedaż oraz konsumpcja. Za sprawą postępującej transformacji rynku energii ten tradycyjny łańcuch zmienia się zasadniczo po stronie konsumpcji. W tym właśnie miejscu pojawia się produkcja oraz sprzedaż, ale również dodatkowe usługi związane z samochodami elektrycznymi i magazynowaniem energii. Analizując przekrojowo wszystkie elementy tego łańcucha, z łatwością można przypisać do każdego z nich istniejące projekty oparte na blockchain, a w szczególności na zasadach tzw. zjawiska ekonomii współdzielenia.

Pomysłów na zastosowanie tej technologii w tym obszarze jest wiele, począwszy od wytwarzania energii elektrycznej, jej dystrybucji i sprzedaży poprzez rozliczenia w systemie sprzedaży bezpośredniej (peer to peer – rozwiązanie w kontekście prosumentów jest promowane przez instytucje UE w dyrektywie RED II [2]), platformy wymiany danych pomiarowych pomiędzy użytkownikami systemu energetycznego aż po obsługę usług elastyczności. Dodatkowo można ją zastosować w certyfikacji (znakowaniu) energii pochodzącej ze źródeł OZE, obsłudze rozwiązań związanych z ładowaniem samochodów, systemach zmiany sprzedawcy, wybranych elementach zarządzania mikrosiecią, a także obsłudze zdecentralizowanej platformy wymiany informacji (np. pomiędzy operatorami systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz odbiorcami) [3]. Wspomniane zastosowania uzupełniają się, dzięki czemu obejmują swoim zasięgiem praktycznie wszystkie procesy właściwe dla funkcjonowania rynku energii.
W Polsce wiele projektów prowadzonych przez poszczególne przedsiębiorstwa zainteresowane tego rodzaju technologią nie zostało zaprezentowanych publicznie, ale przykłady wdrożeń można obserwować i analizować w zagranicznych przedsiębiorstwach zaangażowanych w jej rozwój.
Ze względu na ściśle ukierunkowane zastosowania blockchain dla wybranych elementów całego łańcucha procesów związanych z systemem elektroenergetycznym proponowane rozwiązania niosą wartość tylko dla wyselekcjonowanej, wąskiej grupy procesów. Nie potwierdzono jednak możliwości ich kompleksowej obsługi, w szczególności tych związanych z techniczną częścią systemów elektroenergetycznych, a zwłaszcza dotyczących automatyzacji (której właściwe zarządzanie gwarantuje niezawodność i stabilność dostaw). Procesów tych jest bardzo dużo, a poziom skomplikowania wielu zagadnień technicznych na tyle istotny i wrażliwy (ze względu na konieczność zachowania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej), że koszty związane z wystąpieniem różnego rodzaju ryzyk byłyby nieporównywalne z potencjalnymi korzyściami. Jest to jedna z przyczyn, dla których technologię blockchain wykorzystuje się w formie projektów realizowanych na małą skalę – w większości do gromadzenia, przetwarzania i rejestracji danych, rozliczeń czy identyfikacji uczestników biorących udział w procesach ich przetwarzania.



2 Inicjatywy blockchain w sektorze energetycznym [1]

Proponowane w tym obszarze rozwiązania są statyczne, co oznacza, że w konsekwencji służą jedynie ewidencji danych czy rejestracji ich stanu (np. poziomu naładowania magazynu energii przy instalacji PV).

PRZYKŁADY ZASTOSOWAŃ TECHNOLOGII BLOCKCHAIN W SEKTORZE ELEKTROENERGETYCZNYM

HANDEL ENERGIĄ – PEER TO PEER

Holenderski start-up, firma Oneup, opracował i przetestował prototyp zdecentralizowanego systemu transakcji dla energii elektrycznej, wykorzystującego dane z dziesięciu gospodarstw domowych znajdujących się blisko siebie i produkujących energię z użyciem paneli fotowoltaicznych. W projekcie tym energia, która nie została wykorzystana w jednym gospodarstwie, jest przekazywana (w sposób wirtualny) do sąsiednich domów i rozliczana przez system pracujący w technologii blockchain. Wszystkie transakcje realizuje się za pomocą inteligentnych umów. Każdy budynek ma również zainstalowany inteligentny licznik, z którego dane są zdalnie pobierane do komputera Raspberry Pi, pracującego w sieci blockchain, skonfigurowanego tak, aby możliwe było sprawdzenie w czasie rzeczywistym, czy warunki umowy są spełnione. Komputer zbiera i przetwarza sygnały, czy poszczególne gospodarstwa domowe zapewnią wystarczającą ilość energii oraz czy jest na nią popyt, a oprogramowanie automatycznie inicjuje dostawę oraz realizuje płatności, które odbywają się za pomocą zdefiniowanej na potrzeby projektu własnej kryptowaluty – co istotne, można ją wymienić na euro [4].
Start-up Powerpeers stworzył podobne rozwiązanie, które pozwala na bezpośredni obrót energią elektryczną pomiędzy dowolnymi, zarejestrowanymi w systemie użytkownikami. Aplikacje działające w technologii blockchain umożliwiają „znakowanie" każdej wyprodukowanej i zużytej jednostki energii, automatyczne zapisanie transakcji i jej rozliczenie w wirtualnym portfelu. Oznacza to, że część nadwyżki wyprodukowanej energii, pochodzącej np. z paneli fotowoltaicznych, może zostać przesłana wirtualnie w inne, wskazane miejsce. Rozwiązanie stworzone przez Powerpeers zapewnia identyfikację źródła zakupionej energii, dzięki czemu można łatwo określić, skąd ona pochodzi. System takiej identyfikacji oraz handlu w systemie peer to peer jest możliwy dzięki inteligentnemu opomiarowaniu odbiorców oraz producentów uczestniczących w projekcie. W omawianym przykładzie dodatkowo skupiono się na całkowitej automatyzacji wszystkich procesów związanych z zawieraniem umów i prowadzeniem rozliczeń [5].

SYSTEM WSPIERAJĄCY ŁADOWANIE SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH ORAZ ROZLICZANIE

Wykorzystując nowy trend społeczny, polegający na gotowości ludzi do użyczania swoich zasobów, innogy i start-up Innovo Innovation Hub Share & Charge zbudowały system umożliwiający właścicielom prywatnych przydomowych stacji ładowania samochodów dzielenie się nimi.



3 Aplikacja Share & Charge przeznaczona dla właścicieli samochodów elektrycznych i operatorów stacji ładujących [6]

Zarządzanie stacją odbywa się za pomocą bezpłatnej aplikacji Share & Charge. Właściciele mogą oferować usługę ładowania na swoich stacjach innym kierowcom samochodów elektrycznych, decydować o stawkach (nawet tworzyć specjalne taryfy dla przyjaciół czy znajomych), a także oferować i pobierać opłaty za miejsca parkingowe dostępne przy stacjach ładowania. System umożliwia właścicielom pojazdów elektrycznych wyszukanie stacji ładowania na interaktywnej mapie.

Aplikacja Share & Charge oferuje wszystkim użytkownikom przejrzysty i bezpieczny system płatności za pomocą technologii blockchain. W momencie ładowania, w czasie rzeczywistym, właścicielowi stacji naliczana jest wartość sprzedaży energii, a użytkownikowi pojazdu elektrycznego kwota zakupu. Wirtualny portfel, za pomocą którego dokonuje się płatności, ma postać tokenów mobilności. Można go uzupełnić za pomocą karty kredytowej, systemu PayPal lub zwykłego przelewu. Po każdej transakcji wystawiana jest faktura, przechowywana również w systemie, a użytkownik w każdym momencie ma do niej dostęp oraz możliwość jej pobrania czy wydrukowania.

Aplikacja mobilna pozwala każdemu na korzystanie z platformy zabezpieczonej sprawdzonymi zasadami kryptograficznymi bez znajomości szczegółów technicznych, dzięki czemu jest łatwa w użyciu, jak każda inna. Dodatkowo zapewnia automatyzację, trwałość historii przeprowadzanych transakcji oraz brak pośredników, co wpływa na ograniczenie kosztów. Usługa ładowania w tym przypadku odbywa się z pominięciem operatora systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy energii [7].

ZARZĄDZANIE ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ ZGROMADZONĄ W MAGAZYNIE ENERGII [8]

W Austrii, w wyniku współpracy operatora elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, austriackiego uniwersytetu technologicznego oraz firmy Siemens, powstał projekt odpowiadający na potrzeby sieci elektroenergetycznej oraz klientów. Jego celem było połączenie zaawansowanych technologii magazynowania energii służących do zarządzania elastycznością sieci ze zmniejszeniem kosztów energii dla konsumentów biorących udział w projekcie. Wszelkie transakcje (wymiany energii elektrycznej) zostały skonfigurowane za pomocą sieci blockchain wykorzystującej architekturę ethereum i objęły:

- prognozowanie dostępnej pojemności magazynu energii w celu wykorzystania jej do potrzeb sieci i klientów,
- proces ustalania cen, alokację zdolności oraz realizację umowy poprzez automatyczne zrealizowanie zdefiniowanych kontraktów,
- ostateczne dokonanie dostawy wraz z automatycznym rozliczeniem oraz zafakturowaniem.

PODSUMOWANIE

Obecnie można znaleźć wiele przykładów zastosowania technologii blockchain w sektorze elektroenergetycznym, są to jednak projekty bez gwarancji zmiany ich na duże, komercyjne rozwiązania. Ponadto większość z nich to przedsięwzięcia realizowane poza granicami Polski.

Literatura

1. „IRENA, Blockchain, Innovation landscape brief", www.irena.org, 2019.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (DzUrz UE L 328/82 z dnia 21.12.2018 r.).
3. E. Mataczyńska, „Blockchain technology impact on the energy market model", „Energy Policy Studies" 2017, nr 1.
4. „Blockchain – an opportunity for energy producers and consumers?", PwC Global Power & Utilities, 2016, www.pwc.fr.
5. „World Energy Outlook" 2015, IEA, www.iea.org.
6. „Share & Charge launches its mobile app, on-boards over 1,000 charging stations on the blockchain", 2017, www.blog.slock.it.
7. „Highway to electromobility: Are we ready for electric vehicles?", innogy, 2017, www.innogy.pl.
8. www.umweltservice.graz.at/infos/geg16/Taljan.pdf.



DR MAGDALENA WRZOSEK
kierownik zespołu analiz strategicznych i wpływu nowoczesnych technologii w Państwowym Instytucie Badawczym NASK

Cyberbezpieczeństwo w sektorze energetycznym – perspektywa europejska

Sektor energetyczny, jako tzw. sektor kluczowy, znajduje się w centrum działań podejmowanych przez Komisję Europejską na rzecz cyberbezpieczeństwa. Przyjęcie Dyrektywy NIS w 2016 roku i wprowadzenie obowiązkowego raportowania incydentów dla tego sektora zapoczątkowały szereg aktywności i regulacji zmierzających do podniesienia jego poziomu cyberbezpieczeństwa. Wejście w życie Aktu o cyberbezpieczeństwie w 2019 roku i wprowadzenie certyfikacji produktów i usług ICT to kolejny etap wzmacniania cyberbezpieczeństwa w sektorze energetycznym. Regulacja zakłada możliwość wdrożenia obowiązkowej certyfikacji dla sektorów kluczowych, a więc także energetyki. Obecnie trwają prace zmierzające do utworzenia schematów certyfikacji na podstawie *common criteria*, a na koniec 2019 roku zapowiedziano rozpoczęcie prac nad certyfikacją 5G.

Poza wprowadzaniem regulacji prawnych i dokumentów strategicznych w kwestii cyberbezpieczeństwa na poziomie UE podejmowane są także działania zmierzające do integracji sektora energetyki. W tym zakresie bardzo ważna jest budowa partnerstw publiczno-prywatnych. Powołanie w 2015 roku Centrum Wymiany i Analizy Informacji (EE – ISAC, ang. *European Energy – Information Sharing and Analysis Center*) przyczyniło się do wzrostu współpracy sektora energetycznego na poziomie europejskim. Działania te są w dużej mierze animowane przez Europejską Agencję ds. Cyberbezpieczeństwa (ENISA).
Obecnie trwają także intensywne prace zmierzające do integracji mechanizmów zarządzania kryzysowego z tymi wykorzystywanymi w przypadku incydentów teleinformatycznych na dużą skalę (m.in. w sektorze energetyki). U podstaw działań leży założenie, że tego typu incydenty będą miały następstwa kinetyczne, a w związku z tym konieczna jest dobra koordynacja prac prowadzonych na poziomie zarówno państw członkowskich, jak i europejskim. W działaniach tych wykorzystywane są doświadczenia z europejskich ćwiczeń cyberbezpieczeństwa Cyber Europe, które odbywają się co dwa lata i są realizowane przez ENISA – w każdej edycji udział bierze inny sektor, w 2014 roku była to energetyka.

• EUROPEJSKIE REGULACJE I DOKUMENTNY STRATEGICZNE, ZWIĄZANE Z CYBERBEZPIECZEŃSTWEM

STRATEGIA BEZPIECZEŃSTWA CYBERNETYCZNEGO UE I DYREKTYWA NIS

Prace nad budową cyberbezpieczeństwa na poziomie europejskim rozpoczęły się w 2013 roku, kiedy Komisja Europejska po raz pierwszy przedstawiła kluczowy dokument w tym zakresie, zatytułowany „Strategia Bezpieczeństwa Cybernetycznego UE. Otwarta, bezpieczna i chroniona cyberprzestrzeń". We wstępie zaznaczono, że technologie informacyjno-komunikacyjne stanowią fundament wzrostu gospodarczego i są zasobem o krytycznym znaczeniu, będącym podstawą wszystkich sektorów gospodarki – finansów, opieki zdrowotnej, energetyki i transportu. Ponadto wskazano, że wiele modeli biznesowych opiera się na nieprzerwanej dostępności internetu i na sprawnym funkcjonowaniu systemów informatycznych [1]. Energetyka od początku była więc na poziomie europejskim definiowana jako sektor kluczowy, którego cyberbezpieczeństwo ma znaczenie priorytetowe.
Wraz ze wspomnianą Strategią Bezpieczeństwa Cybernetycznego UE Komisja Europejska przedstawiła także Dyrektywę NIS [2], czyli pierwszą europejską regulację dotyczącą cyberbezpieczeństwa. Jej przyjęcie w lipcu 2016 roku było kamieniem milowym w budowie systemu cyberbezpieczeństwa nie tylko na poziomie europejskim, lecz także krajowym (implementacja Dyrektywy NIS spowodowała powołanie wielu instytucji w całej Europie oraz oficjalne wyznaczenie CSIRT krajowych – Zespołów Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego; w Polsce została wdrożona poprzez przyjęcie Ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa). Dyrektywa zobowiązała państwa członkowskie do zagwarantowania minimalnego poziomu krajowych zdolności w zakresie bezpieczeństwa teleinformatycznego przez powołanie konkretnych instytucji oraz utworzenie mechanizmów współpracy w obrębie pojedynczych państw, a także na poziomie europejskim. Wprowadziła również obowiązkowe raportowanie incydentów teleinformatycznych dla operatorów usług kluczowych (ang. *essential services*) i dostawców usług cyfrowych.
Operatorzy usług kluczowych to podmioty sektora prywatnego lub publicznego. Dostarczają oni usługi kluczowe zależne od sieci teleinformatycznych, w przypadku których potencjalne incydenty związane z cyberbezpieczeństwem mogą mieć istotny wpływ na możliwość dostarczania tych usług w sektorach: energetycznym (m.in. energia elektryczna, ropa naftowa, gaz), transportowym (lotniczy, kolejowy, morski), bankowym (m.in. instytucje kredytowe), finansowym (m.in. giełda), zdrowia (m.in. podmioty świadczące opiekę zdrowotną, w tym szpitale), zaopatrzenia w wodę pitną, infrastruktury cyfrowej (m.in. punkty wymiany ruchu internetowego, dostawcy usług systemu nazw domen oraz rejestry nazw domen najwyższego poziomu).
Operatorzy wyznaczeni w sektorze energetycznym jako kluczowi mają więc obowiązek raportowania incydentów do krajowych CSIRT. Progi raportowania różnią się jednak w zależności od państwa członkowskiego.

Dyrektywa NIS ustanowiła CSIRT Network (sieć CSIRT), czyli mechanizm współpracy pomiędzy państwami członkowskimi na poziomie technicznym, gwarantującym wymianę informacji o zagrożeniach i incydentach. Obecnie trwają prace nad systemem teleinformatycznym wspierającym te działania. Sekretariat CSIRT Network jest prowadzony przez ENISA, która animuje także działania poszczególnych krajów w zakresie współpracy operacyjnej.

Ponieważ identyfikacja operatorów usług kluczowych to zadanie krajów członkowskich, a przyjęte kryteria się różnią, Dyrektywa NIS zakłada także współpracę na poziomie europejskim w ramach tzw. Grupy Współpracy (ang. *Cooperation Group*), która odpowiada za wymianę informacji i współdziałanie na poziomie polityczno-strategicznym (sekretariat grupy zapewnia Komisja Europejska [7]).

Dyrektywa, z jednej strony, wprowadziła więc obowiązkowe raportowanie incydentów dla sektora energetycznego, z drugiej natomiast, zapewniła mechanizmy współpracy na poziomie europejskim, które mają zagwarantować przepływ informacji na temat zagrożeń i incydentów pomiędzy państwami członkowskimi, a także ujednolicić podejście do wyznaczania operatorów i tworzenia dla nich rekomendacji.

Na początku 2020 roku Komisja Europejska ogłosiła nową „Europejską strategię transformacji cyfrowej UE", w której zapowiedziała rewizję Dyrektywy NIS [3]. Obecnie trwają dyskusje, czy będzie to wciąż dyrektywa, czy może jednak rozporządzenie. Przyjęcie rozporządzenia wprowadziłoby bardziej ujednolicony system cyberbezpieczeństwa w UE, ponieważ państwa członkowskie miałyby o wiele mniejszą możliwość kształtowania krajowych regulacji w tym zakresie. W pewien sposób byłoby to korzystne dla operatorów usług kluczowych, gdyż wszystkich w całej Europie obowiązywałyby te same kryteria raportowania incydentów.

AKT O CYBERBEZPIECZEŃSTWIE

Drugim, po Dyrektywie NIS, aktem prawnym dotyczącym cyberbezpieczeństwa jest rozporządzenie przyjęte w kwietniu 2019 roku – Akt o cyberbezpieczeństwie (CA). Składa się on z dwóch części: nowego permanentnego mandatu dla Europejskiej Agencji ds. Cyberbezpieczeństwa oraz rozporządzenia tworzącego europejskie ramy certyfikacji cyberbezpieczeństwa dla produktów i usług ICT. Wzmocnienie znaczenia ENISA wiąże się m.in. z tzw. jej rolą operacyjną, polegającą na wspieraniu państw członkowskich w analizie incydentów i zagrożeń transnarodowych w istotnych sektorach, takich jak energetyka. Jest to silnie powiązane z rolą, jaką pełni Agencja we wspomnianej już sieci CSIRT. Agencja ma także za zadanie animować europejskie, sektorowe Centra Wymiany i Analizy Informacji (ISAC). ENISA odgrywa również bardzo ważną rolę w tworzeniu europejskich schematów certyfikacji. Rozporządzenie w sprawie certyfikacji cyberbezpieczeństwa adresuje potrzebę podniesienia poziomu bezpieczeństwa produktów, usług i procesów ICT poprzez stworzenie europejskich programów i zasad certyfikacji cyberbezpieczeństwa. Regulacja określa mechanizm ich ustanawiania oraz potwierdzania, że dane produkty bądź usługi spełniają określone wymogi bezpieczeństwa (tzw. poziom uzasadnienia zaufania). Dzięki temu zarówno konsumenci, jak i firmy będą mogli wybierać rozwiązania przetestowane i spełniające wymogi bezpieczeństwa, a certyfikat uzyskany w jednym kraju członkowskim będzie uznawany także w innych. Proces jest koordynowany przez ENISA, która na wniosek KE przygotowuje schemat certyfikacji. Dzieje się to poprzez powołanie grupy ekspertów z państw członkowskich. Proces certyfikacji może być także zainicjowany przez Europejską Grupę Certyfikacji Cyberbezpieczeństwa (ECCG, ang. *European Cybersecurity Certification Group*).



fot. Shutterstock

1 Z uwagi na ponadnarodowy charakter wyzwań związanych z cyberbezpieczeństwem oraz prawdopodobieństwo, że zagrożenia pojawiające się w jednym państwie członkowskim będą miały wpływ także na inne, w UE trwają prace zmierzające do integracji sektorów kluczowych, w tym energetyki

ECCG to nowy mechanizm powołany przez CA. W jej skład wchodzą przedstawiciele krajowych organów ds. certyfikacji cyberbezpieczeństwa lub innych właściwych organów krajowych, reprezentujących państwa członkowskie. Pracom Grupy przewodniczy Komisja Europejska. Wprowadzenie certyfikacji na poziomie europejskim jest także związane z powołaniem takich instytucji, jak: Krajowy organ ds. certyfikacji cyberbezpieczeństwa (KOCC), Krajowa jednostka akredytująca oraz Jednostka oceniająca zgodność, które będą odpowiedzialne za wprowadzenie ustanowionych na poziomie UE certyfikatów. Mimo że certyfikacja jest dobrowolna, istnieje możliwość wprowadzenia obowiązkowej certyfikacji dla wybranych produktów, usług i procesów ICT. W tym zakresie priorytet będzie miała certyfikacja dla sektorów określonych w Dyrektywie NIS jako kluczowe, a więc także dla sektora energetyki. Zgodnie z założeniami Komisji Europejskiej pomoże to zwiększyć poziom cyberbezpieczeństwa, będzie również pewnego rodzaju ułatwieniem dla operatorów przy podejmowaniu decyzji, z których rozwiązań należy korzystać. Warto przy tym podkreślić, że na koniec 2020 roku zapowiedziano rozpoczęcie prac związanych z certyfikacją 5G. Ponieważ wprowadzenie sieci nowej generacji ma się przyczynić do pełnego wykorzystania potencjału Internetu Rzeczy (IoT), kwestia ta będzie bardzo istotna dla budowy bezpieczeństwa tzw. inteligentnego przemysłu, czyli także dla sektora energetycznego.

DOKUMENTY STRATEGICZNE KE W ZAKRESIE CYBERBEZPIECZEŃSTWA

Na poziomie europejskim, poza regulacjami prawnymi, przyjmowane są także dokumenty strategiczne – komunikaty KE w zakresie cyberbezpieczeństwa. W lipcu 2016 roku Komisja przedstawiła komunikat „Wzmacnianie europejskiego systemu odporności cybernetycznej oraz wspieranie konkurencyjnego i innowacyjnego sektora bezpieczeństwa cybernetycznego", będący aktualizacją strategii z 2013 roku. Dokument ten koncentruje się na współpracy pomiędzy państwami członkowskimi w przypadku incydentów na dużą skalę, w szczególności w sektorach kluczowych, w tym w energetyce. Ważnym wyzwaniem, które zostało w nim zawarte, jest konieczność budowy europejskiego sektora cyberbezpieczeństwa. W tym celu powołano kontraktowe partnerstwo publiczno-prywatne, mające integrować sektor i wspierać jego przedsięwzięcia. W działania zaangażowały się także firmy z sektora energetyki, które weszły w skład ECSO (ang. *European Cyber Security Organization*) [8]. W partnerstwie funkcjonują różne grupy robocze, które wypracowują dokumenty tematyczne. Celem ECSO jest prezentowanie stanowiska sektorów rynkowych przed Komisją Europejską.

Operacjonalizacją działań zapowiedzianych w komunikacie z 2006 roku było przedstawienie przez KE we wrześniu 2017 roku tzw. Pakietu cyberbezpieczeństwa, w skład którego weszły następujące dokumenty:

- komunikat „Odporność, prewencja i obrona: budowa solidnego bezpieczeństwa cybernetycznego Unii Europejskiej" – aktualizacja strategii KE,
- propozycja Aktu cyberbezpieczeństwa dotyczącego mandatu ENISA i certyfikacji na poziomie europejskim,
- zalecenia KE w sprawie skoordynowanego reagowania na incydenty i kryzysy cybernetyczne na dużą skalę, tzw. *Blueprint*,
- komunikat KE dotyczący implementacji Dyrektywy NIS.

Pakiet o wiele silniej niż dotychczasowe dokumenty i regulacje UE akcentował kwestie związane z bezpieczeństwem technologicznym i współpracą operacyjną. *Blueprint* stanowi połączenie tradycyjnego zarządzania kryzysowego z aspektami cyberbezpieczeństwa w taki sposób, aby na kryzysy związane z incydentami i zagrożeniami (m.in. z sektora energetycznego) dotyczącymi wielu państw członkowskich UE mogła odpowiadać w sposób skoordynowany. U podstaw tych działań leży założenie, że poważne zagrożenia i incydenty teleinformatyczne w takim sektorze jak energetyka spowodują reperkusje kinetyczne (np. brak prądu). W związku z tym, w celu zarządzania kryzysem, konieczne będzie współdziałanie wielu agencji krajowych i europejskich. Obecnie, na forum Grupy Współpracy, trwają działania związane z operacjonalizacją tego dokumentu. Poniższa tabela zawiera podsumowanie unijnych dokumentów strategicznych i regulacji prawnych w zakresie cyberbezpieczeństwa, na poziomie UE.

TAB. 1. STRATEGIA I REGULACJE W ZAKRESIE CYBERBEZPIECZEŃSTWA W EUROPIE

Data wprowadzenia	Rodzaj dokumentu
7 lutego 2013 roku	Strategia bezpieczeństwa cybernetycznego UE: otwarta, bezpieczna i chroniona cyberprzestrzeń
5 lipca 2016 roku	komunikat „Wzmacnianie europejskiego systemu odporności cybernetycznej oraz wspieranie konkurencyjnego i innowacyjnego sektora bezpieczeństwa cybernetycznego"
6 lipca 2016 roku	Dyrektywa NIS
13 września 2017 roku	Pakiet cyberbezpieczeństwa
17 kwietnia 2019 roku	Akt o cyberbezpieczeństwie

WSPÓŁPRACA SEKTOROWA W UE – EE ISAC

Z uwagi na ponadnarodowy charakter wyzwań związanych z cyberbezpieczeństwem oraz prawdopodobieństwo, że zagrożenia pojawiające się w jednym państwie członkowskim będą miały wpływ także na inne, w UE trwają prace zmierzające do integracji sektorów kluczowych, w tym energetyki. W grudniu 2015 roku powstał EE – ISAC. Skrót ISAC tłumaczy się na język polski jako Centrum Wymiany i Analizy Informacji. To centrum wymiany wiedzy i doświadczeń dotyczących incydentów cyberbezpieczeństwa w danym sektorze gospodarki (np. finansowym, energetyki czy lotnictwa).

Budowa kompletnych serwerowni "pod klucz"

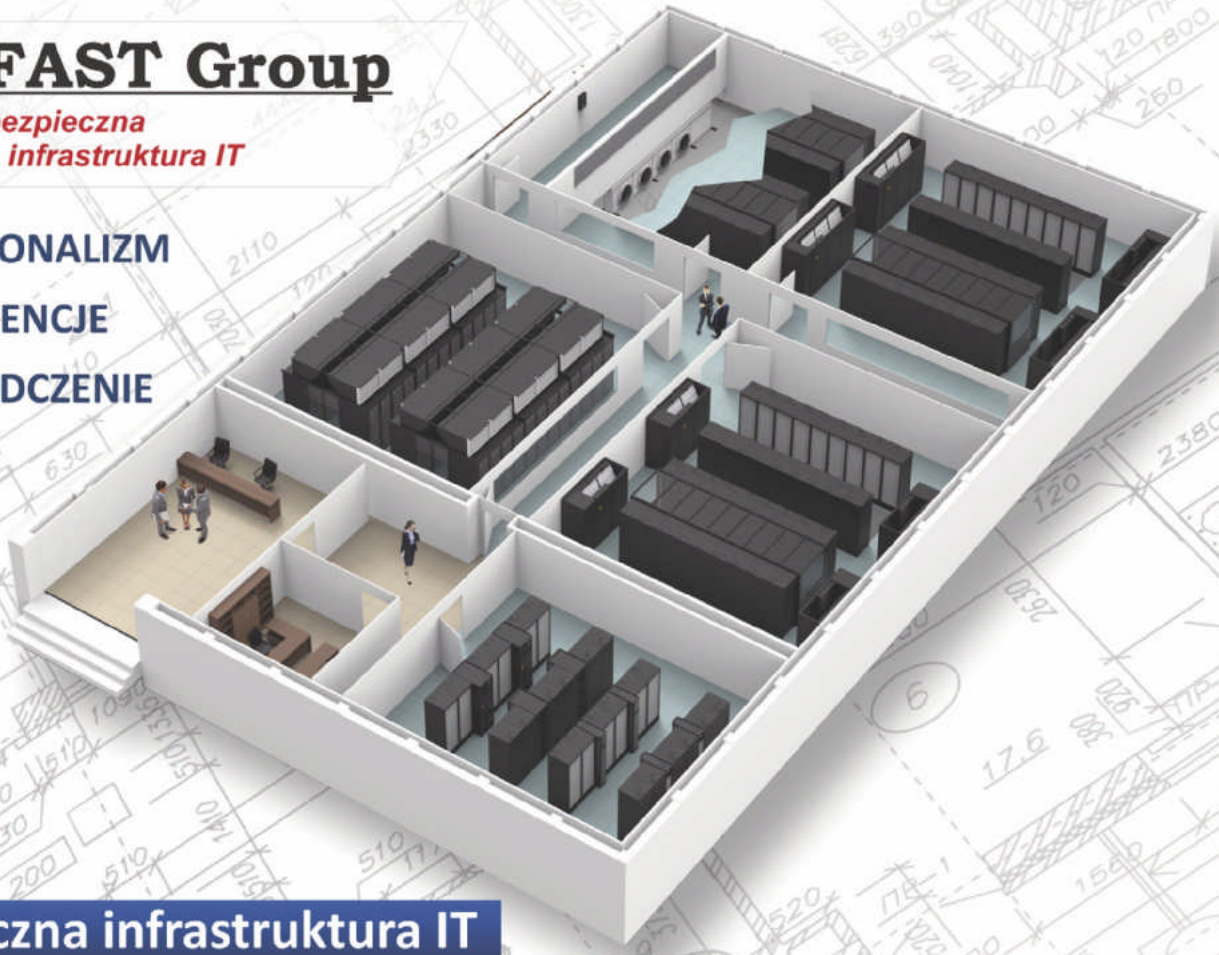
PROJEKTY | GENERALNE WYKONAWSTWO | SERWIS

30 LAT

FAST Group

bezpieczna infrastruktura IT

- PROFESJONALIZM
- KOMPETENCJE
- DOŚWIADCZENIE



bezpieczna infrastruktura IT



zasilacze UPS modułowe i standalone



klimatyzacja precyzyjna



agregaty prądotwórcze



gaszenie gazem

www.fast-group.com.pl

FAST GROUP Sp. z o.o. 00-391 Warszawa Al. 3 Maja 12
tel. (22) 625 10 18, fax (22) 625 19 19

fot. Shutterstock



2 Energetyka definiowana jest na poziomie europejskim jako sektor kluczowy, którego cyberbezpieczeństwo ma znaczenie priorytetowe

Pierwsze centra powstały w USA, w latach 90. po atakach terrorystycznych w Nowym Jorku i Oklahoma City, kiedy prezydent Bill Clinton powołał Prezydencką Komisję do spraw Zabezpieczania Infrastruktury Krytycznej (PCCIP, ang. *President's Commision on Critical Infrastructure Protection*). Jej zadaniem było przygotowanie raportu rekomendującego działania zabezpieczające amerykańską infrastrukturę krytyczną w przyszłości. Jako jedne z największych zagrożeń wskazano wtedy Internet oraz systemy teleinformatyczne i zalecono przede wszystkim wzmocnienie współpracy pomiędzy agencjami rządowymi oraz operatorami infrastruktury krytycznej, a także wymianę informacji na temat potencjalnych zagrożeń. Zalecenie to miało być realizowane poprzez powołanie ISAC w różnych sektorach gospodarki. Dwa lata później, zgodnie z prezydencką Dyrektywą 63, uchwalono obowiązek utworzenia ISAC w każdym z sektorów infrastruktury krytycznej. Organizacją zrzeszającą zespoły ISAC ze wszystkich branż jest Narodowa Rada ISAC (ang. *National Council of ISACs*), do której obowiązków należy wzmacnianie współpracy i wymiana informacji międzysektorowych. Obecnie w Stanach Zjednoczonych działa ponad 20 organizacji tego typu, współpracujących z Departamentem Bezpieczeństwa Krajowego (DHS) [4]. Sukces ISAC [9] w USA (FS – ISAC, czyli ISAC powołany w sektorze finansowym, to obecnie duża międzynarodowa instytucja z niezależnym finansowaniem i strukturą, wspierająca sektor finansowy nie tylko w USA, ale także w Europie i na innych kontynentach) sprawił, że także w Europie zaczęto powoływać tego typu instytucje. Jednym z przykładów jest Holandia, w której ISAC istnieją we wszystkich kluczowych sektorach gospodarki, w tym także w sektorze energetycznym [5].
ENISA definiuje ISAC jako formę współpracy publiczno-prywatnej, rozumianej w trzech wymiarach: pomiędzy instytucjami administracji publicznej, organizacjami sektora prywatnego oraz sektorem prywatnym i publicznym [6]. ISAC stanowi bardzo dobrą formę gromadzenia wiedzy na temat aktualnych zagrożeń i ryzyka, głównie dlatego, że składa się ze specjalistów, którzy znają specyfikę danej branży i dysponują aktualnymi informacjami na temat zagrożeń. Jest także łagodniejszą formą współpracy niż CSIRT, dzięki czemu pozwala szybciej zintegrować sektor i doprowadzić do rzeczywistej wymiany informacji na temat dobrych praktyk, zagrożeń oraz incydentów teleinformatycznych. U podstaw współpracy w ramach ISAC leży założenie uczenia się od siebie nawzajem, co pozwala ograniczyć koszty ponoszone na cyberbezpieczeństwo przez pojedyncze organizacje.
Powołanie EE – ISAC w grudniu 2015 roku było poprzedzone projektem europejskim, mającym zwiększać wymianę informacji pomiędzy operatorami infrastruktury krytycznej (pojęcie to nie jest tożsame z operatorem usługi kluczowej – w Europie usługi krytyczne, w przeciwieństwie do kluczowych, nie muszą zależeć od systemów teleinformatycznych). Projekt ten zapoczątkował dyskusję na temat ustanowienia europejskiego ISAC w sektorze energetycznym, który na co dzień wspierałby współpracę pomiędzy podmiotami z różnych państw [5]. Obecnie EE – ISAC składa się z 22 członków będących przedstawicielami sektora energetycznego, ośrodków akademickich, a także dostawców rozwiązań oraz przedstawicieli krajowych CSIRT [10]. Prace EE – ISAC animuje ENISA, która podobną rolę pełni także dla ISAC ustanowionych w sektorze finansowym, lotniczym i kolejowym.
W październiku 2019 roku w Atenach odbyło się pierwsze spotkanie europejskich ISAC [11], a drugie w formule wirtualnej 10 czerwca 2020 roku. Komisja Europejska również podejmuje działania zmierzające do wzmacniania ekosystemu ISAC na poziomie europejskim – w zeszłym roku, w ramach Horyzontu 2020, uruchomiono projekt, którego celem jest stworzenie narzędzia teleinformatycznego wspierającego działania ISAC – wymianę informacji i komunikację; projekt jest obecnie w toku.

Literatura

1. „Strategia Bezpieczeństwa cybernetycznego. Otwarta, bezpieczna i chroniona cyberprzestrzeń", 2013.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii (DzUrz UE L 194/1).
3. Komunikat Komisji Europejskiej „Shaping Europe's digital future", 19 lutego 2020.
4. M. Wrzosek, „System cyberbezpieczeństwa w Stanach Zjednoczonych Ameryki", Akademia Sztuki Wojennej, Warszawa 2017.
5. „Information Sharing and Analysis Centres (ISACs). Cooperative models", ENISA, 2018.
6. „Public Private Partnership (PPP). Cooperative models", ENISA, 2017.
7. https://ec.europa.eu/digital-single-market/en/nis-cooperation-group.
8. https://ecs-org.eu.
9. www.fsisac.com/who-we-are.
10. www.ee-isac.eu/who-we-are.
11. www.enisa.europa.eu/news/enisa-news/enisa-hosts-the-first-inter-eu-isac-meeting.

agitproject

Zasilacze UPS
Agpower CRTH
6-10 kVA





Zasilacze UPS
Agpower DT
10-20 kVA



- **uniwersalna** budowa - Rack/Tower
- **bypass mechaniczny** zew./wew.

Charakterystyka zasilaczy UPS Agpower:

- **zakres mocy** od **1-500 kVA**
- **online** – podwójna konwersja,
- wysoka **sprawność w trybie pracy online - do 96%**,
- wysoki współczynnik mocy – **0,9**,
- **konstrukcja oparte na tranzystorach trzeciej generacji,**
- czytelny wyświetlacz LCD,
- dziennik zdarzeń,
- **bypass mechaniczny**,
- **skalowalna konstrukcja** - praca równoległa,
- **szeroka gama interfejsów komunikacyjnych typu:** SNMP, RS232, Dry contact, USB,
- rozszerzenie czasu autonomii poprzez moduły bateryjne,
- oprogramowanie dla wszystkich systemów operacyjnych,
- **zastosowania:** stacje robocze, datacenter, procesy przemysłowe, serwery, automatyka przemysłowa, sieci lokalne, telekomunikacja, urządzenia fiskalne i medyczne

- **konfiguracja faz - 3:1**

- maksymalny czas autonomii przy zastosowaniu baterii wewnątrz zasilacza - **do 120 minut**

- możliwość wymiany modułów na „gorąco" **Hotplug**
- kolorowy **wyświetlacz dotykowy 7"**

Zasilacze UPS
Agpower ETXL HE
10-200 kVA





Zasilacze UPS
Agpower RMX
10-200 kVA





Generalny dystrybutor
AG IT Project s. c.
Pasmugi 4
21-345 Borki

tel.: +48 81 440-39-17
e-mail: kontakt@agitproject.pl
www.agitproject.pl

Szczegóły oferty zasilaczy 1-3000 kVA na stronie www.agitproject.pl

PowerWalker

ROZWIĄZANIA 3 FAZOWE ZE WSPÓŁCZYNNIKIEM MOCY 1.0



OFERTA CPH

- Konstrukcja modułowa do nawet 100kW
- Jednostkowy Współczynnik Mocy (kVA = kW)
- Dedykowana szafa rack z dotykowym ekranem LCD lub możliwość zainstalowania w prawie każdej szafie 19”
- Możliwość rozszerzenia o dodatkowe zestawy baterii
- Praca w trybie Hot-Swap pozwalająca wymieniać baterie bez potrzeby wyłączania sprzętu
- Dodatkowe karty SNMP i oprogramowanie do zarządzania



OFERTA CPG PF1

- Jednostkowy Współczynnik Mocy (kVA = kW)
- Równoległa praca nawet 3 jednostek
- Regulowana ilość baterii (od 32 do 40 sztuk)
- Trzystopniowa konstrukcja ładowania
- Dla wygody obsługi do urządzenia dodano panel dotykowy.
- Domyślnie zamontowana karta SNPM do monitorowania sprzętu
- Wersje z (BI) lub bez jednostek bateryjnych (BE)



DR HAB. INŻ. WALDEMAR DOŁĘGA, PROF. PWr
Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska

Dobór oraz współpraca zasilaczy UPS i agregatów prądotwórczych

Przeważająca część użytkowanych obecnie odbiorników energii elektrycznej to urządzenia, które wymagają ciągłego zasilania energią elektryczną o określonych parametrach. Każdy, nawet najmniejszy zapad, zanik lub zakłócenie powstałe w sieci elektroenergetycznej może spowodować straty związane z przestojami urządzeń, ich wadliwą pracą lub uszkodzeniem. Dlatego tak istotny jest odpowiedni poziom niezawodności i pewności zasilania, który można uzyskać m.in. przez stosowanie rezerwowych źródeł zasilania (agregatów prądotwórczych, zasilaczy UPS, zespołów agregat prądotwórczy-UPS).

Zalecenia dotyczące konieczności stosowania rezerwowych źródeł zasilania zawarte są w polskich i europejskich normach [3, 5] oraz w rozporządzeniu [1], a w przypadku obiektów ochrony zdrowia w rozporządzeniu [2]. Rozporządzenie [1] nakazuje, aby budynek, w którym zanik napięcia w sieci zasilającej może spowodować niebezpieczeństwo dla życia lub zdrowia ludzi, poważne zagrożenie środowiska, a także znaczne straty materialne, był zasilany co najmniej z dwóch niezależnych, automatycznie uruchamiających się źródeł energii elektrycznej oraz aby był wyposażony w samoczynnie załączające się oświetlenie awaryjne (zapasowe lub ewakuacyjne). Ponadto określa, że w obiekcie wysokościowym jednym ze źródeł zasilania powinien być zespół prądotwórczy. Przy czym o sposobie realizacji tych wymagań decyduje projektant instalacji elektrycznej w budynku [17]. Natomiast rozporządzenie [2] nakazuje, aby źródłem rezerwowym zaopatrzenia szpitala w energię elektryczną był agregat prądotwórczy wyposażony w funkcję autostartu, gwarantujący co najmniej 30% potrzeb mocy szczytowej obiektu. Ponadto obliguje do zainstalowania urządzenia zapewniającego odpowiedni poziom bezprzerwowego podtrzymania zasilania [9].

• AGREGATY PRĄDOTWÓRCZE

Agregaty prądotwórcze to prądnice bądź generatory napędzane najczęściej silnikiem spalinowym wysokoprężnym, rzadziej turbiną gazową. Stanowią źródło zasilania energią elektryczną z możliwym bardzo długim czasem podtrzymania (nawet do kilku dni). Ponieważ rozruch agregatu trwa zwykle od kilku do kilkunastu sekund, dlatego jego wykorzystanie jako źródła zasilania awaryjnego może mieć miejsce jedynie w przypadkach, w których taka przerwa w zasilaniu jest dopuszczalna. Agregaty prądotwórcze mogą również stanowić główne źródło zasilania obiektu zamiast sieci elektroenergetycznej.
Produkowane są w bardzo szerokim zakresie mocy znamionowych, od kilku kW do kilku MW [11]. Przy czym na rynku dostępnych jest wiele rozwiązań, które można podzielić ze względu na różne kryteria, np. rodzaj silnika napędowego (agregaty benzynowe – 12–15 kW i wysokoprężne (diesla) – od kilku kW do kilku MW [11]), rodzaj prądnic (agregaty jednofazowe – do 10 kW, w wykonaniu asynchronicznym, i trójfazowe – od kilku kW do kilku MW, wyprodukowane jako synchroniczne [14]), sposób zabudowy, rodzaj sterowania, czas rozruchu (z długotrwałym/krótkotrwałym zanikiem lub bez niego). Najwyższą jakością i trwałością cechują się agregaty prądotwórcze z prądnicami synchronicznymi napędzanymi wysokoprężnymi silnikami diesla o znamionowej prędkości obrotowej 1500 obr./min, chłodzone cieczą [14].
Dla agregatów prądotwórczych charakterystyczne są m.in. takie parametry, jak: moc znamionowa, napięcie wyjściowe, klasa wykonania. Moc znamionowa obejmuje trzy rodzaje mocy: trwałą (ciągłą) COP, określoną bez limitu godzin, którą agregat jest w stanie dostarczać w sposób ciągły przez nieograniczony czas w roku, szczytową PRP – największą możliwą do uzyskania przez agregat i awaryjną LTP, określoną dla limitu czasowego – 500 godzin w roku [14]. Klasa wykonania (G1, G2, G3 i G4 [6]) informuje, jak dokładne napięcie wytwarza dany agregat (amplituda, kształt, częstotliwość – precyzyjna wartość oraz stabilność tych parametrów) [6]. Jest ona równoważna klasie wymagań i decyduje o tym, jaką grupę odbiorników agregat może zasilać. Klasa G1 dotyczy odbiorników, które przy zasilaniu wymagają spełnienia podstawowych parametrów w zakresie napięcia i częstotliwości (np. oświetlenie, ogrzewanie elektryczne). G2 dotyczy zasilania odbiorników, dla których wymagania w zakresie jakości dostarczanej energii elektrycznej są zbliżone do tych, jakie stawiane są publicznym sieciom elektroenergetycznym (np. oświetlenie, pompy, wentylatory, dźwigi). W przypadku zmian w obciążeniu dopuszczalne są chwilowe odchylenia od znamionowych wartości napięcia i częstotliwości. Klasa wymagań G3 dotyczy zasilania odbiorników o zwiększonych jakościowych wymaganiach w zakresie dostarczanej energii elektrycznej (np. zasilacze UPS, systemy telekomunikacyjne), natomiast G4 odbiorników o wysokich wymaganiach. Do zasilania urządzeń elektronicznych powinno się stosować agregat klasy nie niższej niż G2 [11].
Głównymi elementami konstrukcyjnymi każdego agregatu są: silnik spalinowy, generator (prądnica) wraz z układem automatycznego wzbudzenia, regulator prędkości obrotowej oraz napięcia generatora, układ sterowania, automatyki SZR (opcjonalnie) i rozruchu, analizator sieci, system monitorujący pracę agregatu, rozdzielnica i aparatura łączeniowa. Automatyka SZR umożliwia szybki i niezawodny rozruch z dostarczeniem napięcia na odbiorniki w czasie nawet od kilku do kilkunastu sekund od momentu jego zaniku w sieci. Przy czym zazwyczaj czas, jaki upływa od zaniku napięcia w sieci elektroenergetycznej do podania go ze źródła awaryjnego, nie przekracza 1 min [16].

EVER POWER SYSTEMS

EKSPERT DS. ZASILANIA
ZATRUDNIJ OD ZARAZ

NOWOŚĆ

POWERLINE GREEN 33 PRO

DOŚWIADCZONY SPECJALISTA DS. ZASILANIA



O mnie

Ekspert ds. zasilania kompleksowo zabezpieczy napięcie w **małej firmie**, **jednostce administracji publicznej** lub **w placówce służby zdrowia**. Moja praca - **SKUTECZNA, EFEKTYWNA i CICHA -** jest szeroko doceniana na rynku, a osobisty wkład **w ochronę odbiorników** wzbudza wielki podziw.

Szukam pracy w której mógłbym dać z siebie 100%, zaprezentować swoje atuty i udowodnić, że u najlepszych moc czynna równa się zawsze pozornej.

Kluczowe umiejętności

- **Zabezpieczam** ciągłość zasilania i **chronię** wrażliwe odbiorniki
- **Ograniczam straty** energetyczne Twojego biznesu
- **Minimalizuję rachunki** za energię elektryczną
- Pochodzę z „zielonej rodziny", która od 10 lat była wielokrotnie **doceniana przez Ekspertów** i **wyróżniana przez Użytkowników**
- **Mam „mocne plecy" (w gwarancji i obsłudze serwisowej)** ...i **pracuję zawsze w ciszy!!!**

Moje motto

Subtelne zmiany dają N-I-E-Z-W-Y-K-Ł-E efekty

Wyrażam zgodę na zatrudnienie mojej rodziny POWERLINE GREEN 33 LITE lub POWERLINE DARK 33

PRODUKT POLSKI

Adres
ul. Wołczyńska 19
60-003 Poznań

Numer telefonu
+48 61 6500 400

E-mail
ups@ever.eu

WWW
www.ever.eu

www.ever.eu

DOBÓR AGREGATÓW

Właściwy wybór i eksploatacja agregatu prądotwórczego ma największe znaczenie dla jego prawidłowej pracy. Najważniejszym elementem jest dobór mocy agregatu, który zależy od zapotrzebowania zasilanych odbiorników [11]. Dlatego należy je określić, wyróżnić urządzenia jedno- i trójfazowe oraz ustalić zapotrzebowanie na moc każdego z nich. Moc odbiorników można odczytać na tabliczce znamionowej lub w instrukcji obsługi, jednak w celu dokładnej jej weryfikacji trzeba dokonać pomiarów elektrycznych w momencie rozruchu określonego urządzenia lub ich grupy, co pozwoli na ustalenie szczytowych wartości obciążeń. Następnie należy zsumować moce odbiorników, które będą uruchamiane równocześnie i wybrać taki agregat prądotwórczy, którego moc przewyższy ich łączne zapotrzebowanie o 20–30%.

Nadwyżkę tę stosuje się ze względów praktycznych na wypadek ewentualnego przyłączenia dodatkowych odbiorników, okresowego wzrostu ich mocy lub błędów w jej szacowaniu [17]. Następnie konieczne jest ustalenie, czy agregat ma pracować wewnątrz budynku czy na zewnątrz i w jaki sposób będzie uruchamiany (ręcznie – linką, kluczykiem lub za pomocą automatyki SZR). Pomieszczenie dla agregatu powinno zostać zaprojektowane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Należy uwzględnić zalecane minimalne wymiary pomieszczenia [7], a także spełnić warunki odpowiedniej wentylacji oraz wyprowadzenia spalin na zewnątrz. Przed podłączeniem agregatu do sieci trzeba uzyskać pozwolenie od operatora systemu dystrybucyjnego na jego zainstalowanie oraz spełnić warunki przyłączeniowe ustalone przez operatora systemu dystrybucyjnego [17]. Eksploatacja agregatów prądotwórczych powinna być prowadzona przez osoby przeszkolone i uprawnione, zgodnie z zaleceniami stosownych instrukcji fabrycznych – regulują to odpowiednie przepisy, w tym BHP.

fot. Shutterstock



1 Agregaty prądotwórcze mogą stanowić główne źródło zasilania obiektu zamiast sieci elektroenergetycznej

ZASILACZE AWARYJNE UPS

Zasilacze awaryjne UPS (ang. *Uninterruptible Power Supply*) umożliwiają bezprzerwowe zasilanie wyznaczonych elementów sieci. Są urządzeniami energoelektronicznymi podtrzymującymi pracę odbiornika lub grupy odbiorników i umożliwiają bezprzerwową pracę urządzeń wrażliwych na przestoje w zasilaniu, wahania napięcia czy zakłócenia występujące w sieci. Zasilacze UPS stanowią wtórne źródło energii elektrycznej – ich akumulatory ładują się w czasie, gdy napięcie w sieci zasilającej jest prawidłowe. Przełączanie źródła zasilania odbywa się bezprzerwowo. Po przejęciu zasilania podłączonych do niego odbiorników czas podtrzymania napięcia zależy od pojemności akumulatorów i poboru energii. Baterie mają określoną trwałość i należy je okresowo wymieniać.

W obiekcie, w zależności od rozmieszczenia urządzeń wymagających bezprzerwowego zasilania, stosuje się centralny system zasilania z jednym lub kilkoma UPS-ami zasilającymi wszystkie odbiory lub zasilanie rozproszone – urządzenia o mniejszej mocy zasilają mniejsze grupy odbiorników lub pojedyncze odbiorniki. W pierwszym przypadku zasilacze UPS umieszcza się pomiędzy pierwotnym źródłem zasilania, jakim jest sieć elektroenergetyczna, a grupą takich odbiorników, natomiast w drugim – gdy dotyczy to pojedynczego odbiornika – między pierwotnym źródłem zasilania a chronionym urządzeniem (jest to tzw. konfiguracja szeregowa).

Podstawowa klasyfikacja układów UPS określona w normie [4] dotyczy wzajemnej zależności wartości napięcia wejściowego i jego częstotliwości od parametrów napięcia na wejściu układu. Wyróżnia trzy klasy układów: VFD, VI i VFI. Topologia VFD, określana często jako off-line, charakteryzuje się tym, że zasilacz UPS pracuje z sieci, filtrując napięcie wejściowe, natomiast napięcie i częstotliwość wyjściowa nie są regulowane (ich parametry są takie, jak sieci zasilającej). Po przekroczeniu parametrów zakresu napięcia wejściowego lub częstotliwości następuje przełączenie na pracę bateryjną w czasie kilku ms. UPS zasila odbiory do czasu rozładowania baterii lub powrotu napięcia do akceptowalnych wartości. Topologia VI, określana często jako line-interactive, charakteryzuje się tym, że zasilacz UPS pracuje z sieci o niezależnej częstotliwości i regulowanej wartości napięcia w zadanym przedziale, bez wykorzystania energii z baterii akumulatorów. Gdy napięcie i częstotliwość sieci znajdą się poza zadaną tolerancją, następuje przełączenie na pracę z baterii, analogicznie jak w przypadku zasilaczy off-line, z tą różnicą, że VI ma możliwość regulacji wartości napięcia zasilającego w czasie pracy normalnej.

Topologia VFI, określana często jako on-line, charakteryzuje się tym, że zasilacz UPS w czasie pracy z sieci dwukrotnie konwertuje energię z prądu przemiennego na stały i odwrotnie, dzięki czemu na wyjściu zasilacza dostarczane jest zasilanie o stabilnych parametrach napięcia i częstotliwości. Gdy zasilanie sieciowe nie spełnia warunków dopuszczalnych przez UPS, następuje przełączenie na pracę z baterii. Przy czym na wyjściu zasilacza UPS nie występuje przerwa w zasilaniu, zmiana trybu pracy odbywa się w zerowym czasie.

Zapewnij ochronę kluczowych operacji dzięki rozwiązaniom Delta UPS



The power behind competitiveness

Rozwiązania Delta UPS

- Najwyższa sprawność w trybie podwójnej konwersji (AC-AC)
- W pełni redundantna budowa i konfiguracja
- Wysoki współczynnik mocy wejściowej oraz wyjściowej
- Łatwa rozbudowa i skalowalność
- Niezawodność i niski Całkowity Koszt Posiadania (TCO)

Delta Electronics (Poland) Sp. z o.o.
ul. Poleczki 23, 02-822 Warszawa
tel. (22) 335 26 00
ups.poland@deltaww.com
www.deltapowersolutions.com

DELTA
Smarter. Greener. Together.

• DOBÓR ZASILACZY AWARYJNYCH UPS

Dobór układu zasilania rezerwowego gwarantowanego (bezprzerwowego) zależy od wymaganego poziomu niezawodności chronionych odbiorów. Najczęściej stosowane są rozwiązania przedstawione w tab. 1. Zasilacze awaryjne UPS dla odbiorów indywidualnych mają moc do 10 kVA i z reguły są wykonywane w technologii line-interactive. Natomiast dla odbiorów grupowych wykorzystywane są urządzenia średniej – od 10 do 100 kVA i dużej mocy – ponad 100 kVA. Realizowane są w technologii on-line z podwójnym przetwarzaniem (konwersją) i ze stabilizowanym napięciem sinusoidalnym na wyjściu zasilacza UPS.

Centralne zasilacze awaryjne wykonane w technologii on-line zwykle przystosowane są do pracy równoległej, a to pozwala na rozbudowę gwarantowanej mocy dla chronionych odbiorników i zapewnia nadmiarowość (redundancję) przy ich zasilaniu, co zwiększa niezawodność systemu zasilania awaryjnego – uszkodzenie jednego urządzenia nie powoduje awarii zasilania, ponieważ obciążenie przejmują na siebie pozostałe. Zastosowanie rozproszonego systemu zasilania awaryjnego nie wymaga dodatkowych inwestycji w pomieszczenia i instalację elektryczną. Koszt jest wprost proporcjonalny do liczby urządzeń wymagających ochrony (jedno urządzenie – jeden zoptymalizowany pod względem mocy zasilacz awaryjny UPS). Awaria jednego zasilacza pozbawia ochrony jedno urządzenie, nie powodując awarii całego systemu. Wadą takiej struktury jest słaba separacja chronionych urządzeń od sieci zasilającej podczas pracy normalnej oraz konieczność kontrolowania dużej liczby małych zasilaczy UPS [15]. Pośrednim, często stosowanym rozwiązaniem zasilania awaryjnego sieci jest konfiguracja mieszana. Polega ona na tym, że urządzenia o kluczowym znaczeniu (np. serwery czy systemy monitoringu obiektu) zabezpiecza się zasilaczem redundantnym on-line małej mocy. Jest on zbudowany z modułów pracujących równolegle. Uszkodzenie któregoś z nich nie powoduje przerwy w dostawie zasilania do chronionego urządzenia, pod warunkiem odpowiedniego doboru modułów. Do zabezpieczania urządzeń o mniejszym priorytecie można stosować tańsze zasilacze awaryjne line-interactive.

TAB. 1. STOSOWANE ROZWIĄZANIA ZASILACZY AWARYJNYCH UPS [15]

Typ układu	Zastosowanie
VFD (off-line)	zastosowania domowe, pojedyncze komputery, stacje robocze itp.
VI (line-interactive)	serwery, komputery, małe sieci komputerowe, urządzenia sieciowe itp.
VFI (on-line)	urządzenia wymagające bezprzerwowego zasilania, serwerownie, sieci komputerowe, urządzenia automatyki przemysłowej, sterowniki przemysłowe itp.
Układy redundantne UPS	odbiory o znaczeniu krytycznym, centra przetwarzania danych, ośrodki obliczeniowe, serwerownie, urządzenia przeznaczone do pracy ciągłej w ciągu roku itp.
Podwójne systemy zasilania, współbieżne, bez pojedynczych punktów awarii	systemy informatyczno-telekomunikacyjne o najwyższym znaczeniu krytycznym itp.
Co najmniej dwa układy zasilania gwarantowanego	odbiorniki z redundantnymi zasilaczami wewnętrznymi

Prawidłowy dobór i eksploatacja zasilacza UPS ma duże znaczenie dla jego właściwej pracy. Najważniejszymi aspektami są: wybór konfiguracji zasilacza UPS, dobór jego mocy oraz baterii akumulatorów [18]. Ponadto należy zwrócić uwagę na ładowarkę baterii, możliwość monitorowania pracy zasilacza i stanu baterii oraz takie parametry, jak: współczynnik szczytu (ang. *crest-factor*) czy współczynnik zawartości harmonicznych THDi na wejściu. Przy wyborze konfiguracji zasilacza UPS i doborze baterii należy uwzględnić znaczenie odbiorników i ich wymagany czas podtrzymania. Niektóre z nich mogą być wyłączone po zaniku zasilania, inne powinny pracować jak najdłużej, a jeszcze inne bez przerwy.

Moc znamionowa wyjściowa zasilacza UPS określa poziom mocy, jaką jest on w stanie dostarczyć do odbiorników. Z kolei moc pobierana przez niego jest większa o wartość strat oraz o moc potrzebną na doładowanie baterii akumulatorów. Moc znamionową zasilacza lub poszczególnych zasilaczy UPS określa się po przyjęciu koncepcji układu zasilania rezerwowego gwarantowanego, dostosowanego do wymagań odbiorników i zdefiniowaniu mocy, której potrzebują odbiory. Do obliczeń można wykorzystać np. metodę współczynnika zapotrzebowania (kz) [17]. Współczynnik mocy wyjściowej zasilacza UPS jest różny w zależności od konstrukcji i dlatego należy uwzględnić zarówno moc pozorną, jak i czynną [17, 18].

Przy doborze mocy UPS-a dla silników lub odbiorników nieliniowych bardzo ważne dla jego poprawnego funkcjonowania jest uwzględnienie prądów rozruchowych oraz odkształconych. Nie mogą one przekraczać wartości prądu znamionowego zasilacza z uwzględnieniem jego chwilowego przeciążenia określonego w karcie katalogowej. Przy czym w przypadku gdy UPS zasila odbiorniki nieliniowe, powstają zniekształcenia prądu pobieranego ze źródła, które powodują pojawianie się harmonicznych i interharmonicznych w sieci zasilającej oraz instalacji odbiorczej. Przy doborze zaleca się przewymiarowanie mocy odbiorników (zwykle na poziomie 20%), które umożliwia uwzględnienie okresowego wzrostu ich mocy, błędów w szacowaniu mocy odbiorników oraz wszelkich modyfikacji, związanych np. z rozbudową obiektu, zmianami liczby czy rodzaju urządzeń [17]. Dla zasilaczy średniej i dużej mocy moc odbiorników może być pokryta przez sumę mocy UPS-ów pracujących równolegle.

Bardzo istotnym elementem jest dobór baterii akumulatorów do wymaganego czasu podtrzymania, o którym informacje można znaleźć w tabelach czasów podtrzymania zamieszczonych w specyfikacjach technicznych producenta lub wyliczyć na podstawie parametrów elektrycznych zasilacza UPS.

UPS-y mają wewnętrzne (zlokalizowane we wspólnej obudowie zasilacza) lub zewnętrzne baterie akumulatorów wykonane w postaci modułów bateryjnych umieszczanych w dopasowanych do UPS-ów obudowach bądź w zamkniętych szafach fabrycznych lub na otwartych bądź zamkniętych stojakach bateryjnych. Przy czym liczba zewnętrznych modułów bateryjnych jest ograniczona wydajnością ładowarki w zasilaczu UPS. Ponadto ze względów niezawodnościowych zaleca się stosowanie co najmniej dwóch gałęzi baterii akumulatorów (eliminacja pojedynczego punktu awarii) [15].

aries®
od 1992r.

Agregaty prądotwórcze
0,8 kVA – 2200 kVA
Systemy zasilania awaryjnego





EUROPOWER HIMOINSA THE ENERGY HONDA

japońskie maszyny®
aries power

Aries Power Equipment Sp. z o.o. Dystrybutor agregatów prądotwórczych, systemów zasilania awaryjnego w Polsce.
02-844 Warszawa, ul. Puławska 467; Tel.: 22 861 43 01 tel. kom. +48 513 069 860; e-mail: s.brzozowski@ariespower.pl



Schneider Electric
Easy UPS 3 Series



Life Is On Schneider Electric

fot. Shutterstock



2 W obiekcie można można zastosować centralny system zasilania z jednym lub kilkoma UPS-ami zasilającymi wszystkie odbiory

Czas podtrzymania jest zróżnicowany, zależny od liczby i pojemności zastosowanych baterii akumulatorów oraz obciążenia. Dłuższy uzyskuje się poprzez: przewymiarowanie zasilacza UPS (większa pojemność baterii akumulatorów), zastosowanie modelu z dłuższym czasem podtrzymania i dobór dodatkowych zewnętrznych modułów bateryjnych. Należy również zwrócić uwagę na współczynnik szczytu, który określa dopuszczalne przekroczenie rzeczywistej wartości skutecznej prądu przez jego chwilową wartość szczytową. Gdy zostanie przekroczony przez prąd pobierany z zasilacza UPS, mogą nastąpić zakłócenia w pracy zasilacza, a także jego wyłączenie [10].

• UKŁADY AGREGAT PRĄDOTWÓRCZY-UPS

Układy agregat prądotwórczy-UPS, określane często mianem hybrydowych lub tandemów, umożliwiają zasilanie bezprzerwowe, które charakteryzuje się zarówno dobrymi parametrami przełączeniowymi, jak i długim czasem podtrzymania. Podczas krótkotrwałej przerwy w zasilaniu, kiedy następuje rozruch agregatu, zapotrzebowanie na energię elektryczną jest w pełni pokrywane przez energię zgromadzoną w baterii zasilacza UPS. Przejmuje on funkcję źródła zasilania niezwłocznie po zaniku napięcia w sieci zasilania podstawowego. Po uruchomieniu agregatu energia dostarczana jest przez UPS do odbiornika. Układy agregat-UPS stanowią pewne źródło zasilania, nawet dla odbiorów o najwyższych wymaganiach. Podstawowym warunkiem jego poprawnej pracy jest ich właściwa konfiguracja, umiejętne zaprojektowanie układu przełączającego oraz dobór urządzeń o odpowiednich parametrach.

• DOBÓR UKŁADU AGREGAT PRĄDOTWÓRCZY-UPS

W układach agregat prądotwórczy-UPS moc zespołu prądotwórczego oraz zasilacza UPS należy dobierać do mocy zapotrzebowanej przez zasilane odbiorniki, którą trzeba oszacować na drodze analitycznej lub pomiarowej. Musi być co najmniej taka jak przyłączonych do niego odbiorów, jednak w praktyce zakłada się jej nadwyżkę. Przy czym moc zespołu prądotwórczego zasilającego UPS-a powinna być co najmniej równa mocy pobieranej przez niego i powiększona o współczynnik przewymiarowania zespołu, wynikający z konieczności uwzględnienia sprawności zasilacza UPS, mocy potrzebnej na ładowanie baterii akumulatorów, zniekształceń THDi wprowadzanych do źródła zasilania przez zasilacz UPS, charakteru obciążeń odbiorników itp. Współczynnik przewymiarowania zespołu prądotwórczego w stosunku do mocy zasilacza UPS w praktyce kształtuje się na poziomie 1–1,7 [10]. Jego właściwe przyjęcie wymaga dużej wiedzy specjalistycznej i doświadczenia projektanta takich układów. W sytuacji gdy obok UPS-a agregat prądotwórczy zasila inne odbiorniki, przy doborze należy dodatkowo uwzględnić ich sumaryczną moc. Ponadto trzeba zwrócić szczególną uwagę na parametry agregatu prądotwórczego, które są istotne dla prawidłowej pracy zasilacza UPS i odwrotnie – napięcie z zespołu prądotwórczego powinno charakteryzować się m.in. odpowiednią stabilnością napięcia (tolerancją napięcia) i częstotliwości napięcia agregatu (tolerancją częstotliwości) oraz niskim poziomem zawartości harmonicznych napięcia zespołu THDu [10]. Tolerancja napięcia i częstotliwości agregatu powinna być wyższa niż na wejściu prostownika zasilacza. Jest to szczególnie istotne w stanach nieustalonych, powstałych po skokowym załączeniu obciążenia na pracujący agregat prądotwórczy.
Z punktu widzenia zespołu prądotwórczego ważne jest, aby zasilacz UPS był wyposażony w regulowany soft-start prostownika i charakteryzował się m.in. niskim poziomem zawartości harmonicznych prądu THDi pobieranego przez prostownik, odpowiednią wartością współczynnika mocy prostownika ograniczającą pobór energii biernej z zespołu prądotwórczego oraz odpowiednią tolerancją napięcia wejściowego [10].

• WSPÓŁPRACA UKŁADU AGREGAT PRĄDOTWÓRCZY-UPS

Eksploatacja prawidłowo dobranego agregatu prądotwórczego i zasilacza UPS, pracujących osobno na określoną grupę odbiorników, zazwyczaj nie stwarza problemów. Jeśli jednak wystąpią, to stosunkowo łatwo można je rozpoznać, zdiagnozować i rozwiązać. Powstają głównie z przeciążeń, zakłóceń albo awarii urządzeń zasilających. Gdy jednak dotyczą układu agregat prądotwórczy-UPS, gdzie urządzenia te pracują razem, to może pojawić się wiele problemów wynikających z procesów zachodzących pomiędzy oddziałującymi na siebie agregatem prądotwórczym, zasilaczem UPS i odbiornikami oraz funkcjonowaniem automatyki sterującej tych urządzeń. Wspomniane problemy dotyczą m.in.: udaru prądowego i prądów harmonicznych, skokowego ładowania, wzrostu napięcia, wahań częstotliwości, synchronizacji z obejściem oraz układu automatycznego przełączania.

COMEX®

THE POWER IS ON

ZAPEWNIAMY GWARANTOWANE ZASILANIE:

- systemom teleinformatycznym
- systemom automatyki
- obiektom i instalacjom



- koncepcja
- projekt
- dostawa
- serwis
- szkolenia

Zasilacze UPS COVER® 1 – 4800 kVA

Agregaty prądotwórcze LHE 28 – 2000 kVA

COMEX®

ul. Galaktyczna 37
80-299 Gdańsk
tel. 58 556 13 13
e-mail: info@comex.com.pl
www.comex.com.pl

Punkty serwisowe dla UPS COVER®



SERWIS TECHNICZNY
przez 24 godziny na dobę,
7 dni w tygodniu,
365 dni w roku

Pierwszy problem wynika z faktu, że większość zasilaczy UPS zawiera układy bateryjne z kontrolą ładowania (prostownik), które powodują gwałtowny pobór mocy z sieci zasilającej (sieć elektroenergetyczna, agregat prądotwórczy). Udary tego typu mogą m.in. spowodować zakłócenia w pracy automatyki agregatu. Ponadto urządzenia ładujące zwykle powodują odkształcenia prądu pobieranego z sieci zasilającej, co jest zjawiskiem bardzo niepożądanym. Producenci zasilaczy UPS rozwiązują ten problem poprzez zastosowanie odpowiednio zaprojektowanego filtra pasywnego. Z kolei w agregatach prądotwórczych stosowane są ograniczenia mocy związane z nadmiernym wzrostem temperatury pracy generatora [16].

Drugi problem powstaje, kiedy agregat jest uruchamiany i następuje przyłączenie zasilacza UPS, wówczas wzrost obciążenia może spowodować nagłe wahania częstotliwości i napięcia. Zwykle można uniknąć takiej sytuacji, gdy UPS ma funkcję łagodnego przyłączenia. Oznacza to, że prostownik zasilacza UPS ma pewne możliwości kontroli przepływu mocy, przez co moc pobierana przez UPS z generatora może być stopniowo zwiększana przez 10–20 s [12].

Trzeci problem pojawia się, gdy moc agregatu jest zbytnio zbliżona do mocy zasilacza UPS i kiedy inne obciążenie agregatu jest zbyt małe lub nie występuje. Jeśli zasilacz UPS jest połączony z agregatem za pomocą układu przełączającego, układ ładujący zasilacza UPS jest wyłączany i następuje proces łagodnego przyłączenia. Jeżeli filtr wejściowy jest jedynym obciążeniem agregatu, może dojść do zbyt dużego wzbudzenia urządzenia. Większość układów kontrolnych wzbudzenia nie jest w stanie poradzić sobie z tą nadwyżką, dlatego napięcie rośnie w sposób niekontrolowany do około 120%. Producenci agregatów rozwiązują ten problem poprzez wykorzystanie urządzeń wstępnie obciążających, które umożliwiają zlikwidowanie efektu skoku napięcia podczas rozruchu układu zasilania awaryjnego. Zasilacz UPS, który odłącza filtr wejściowy w czasie, gdy układ ładujący jest wyłączony, pozwala uniknąć powyższych trudności bez konieczności włączania urządzeń zewnętrznych [10].

Czwarty problem wynika z faktu, że agregaty mają ograniczone możliwości kontroli częstotliwości i odpowiedzi na zmianę obciążenia. Główny wpływ na zmiany częstotliwości mają takie czynniki, jak: bezwładność mechaniczna wirnika generatora, szybkość odpowiedzi regulatora i reakcja odbiornika na zmiany częstotliwości. Właściwe zaprojektowanie automatyki sterującej agregatu i zasilacza UPS umożliwia eliminację wahań częstotliwości. Agregat powinien być wyposażony w czuły regulator, dokładnie dopasowany do układu, bardziej wrażliwy niż regulator nadrzędny [10]. Z kolei automatyka zasilacza UPS musi być czuła na szybkie zmiany częstotliwości.

Piąty problem wynika z faktu, że niektóre układy wymagają, aby UPS synchronizował się z układem obejściowym (tzw. by-passem), w związku z tym szczytowe obciążenie przenosi się na agregat [12]. To zwykle powoduje potrzebę większej stabilności częstotliwości i napięcia generatora, co z kolei może spowodować trudności z integracją systemu. Dostawca zasilacza UPS powinien zwiększyć zakres tolerowanej częstotliwości, jeśli taka możliwość jest dopuszczalna dla zasilanych odbiorników [10].

Szósty problem wynika z faktu, że większość układów agregat -UPS zawiera automatyczny układ, który przełącza UPS na zasilanie z sieci elektroenergetycznej, gdy powróci napięcie. Jeżeli wyłącznik obsługuje także odbiorniki silnikowe (np. występujące w systemach grzewczo-klimatyzacyjnych), filtr wejściowy zasilacza UPS dostarczy do układu dodatkową energię podczas przełączania [12]. W sytuacji gdy proces ten nastąpi zbyt szybko, powodując nagłą zmianę fazy napięcia, może nastąpić zniszczenie zarówno silników, jak i zasilacza.

Literatura

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (DzU z 2002 r. nr 75, poz. 690 z późn. zm.).

2. Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 26 czerwca 2012 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać pomieszczenia i urządzenia podmiotu wykonującego działalność leczniczą (DzU z 2012 r. nr 12, poz. 739).

3. IEC 60364-7-710:2002 „Requirements for special installations or locations. Medical locations".

4. IEC 62040-3:2009 „Uninterruptible power systems (UPS). Part 3: Method of specifying the performance and test requirements".

5. PN-IEC 60364 „Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych".

6. PN-ISO 8528-5:1997 „Zespoły prądotwórcze. Zespoły prądotwórcze zasilane silnikiem tłokowym".

7. PN-ISO 9836:1997 „Właściwości użytkowe w budownictwie. Określenie wskaźników powierzchniowych i kubaturowych".

8. W. Dołęga, „Układy zasilania budynków publicznych pod specjalnym nadzorem", „Elektroinstalator" 2014, nr 6.

9. W. Dołęga, „Układy zasilania obiektów ochrony zdrowia", „INPE Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych" 2014, nr 182–183.

10. J. Katarzyński, „Prawidłowy dobór zespołu agregat prądotwórczy-UPS – warunek niezawodności zasilania gwarantowanego", „Elektro.info" 2009, nr 11.

11. K. Kuczyński, „Agregaty prądotwórcze jako źródła zasilania rezerwowego", „Elektro.info" 2011, nr 6.

12. M. Lewandowska, „Zasilanie awaryjne – układy UPS-agregat", Elektroinżynieria.pl 2013.

13. H. Markiewicz, „Instalacje elektryczne", WNT, Warszawa 2008.

14. „Poradnik Elektro.info.pl – Część 1: Zespoły prądotwórcze", DW Medium, Warszawa 2012.

15. „Poradnik Elektro.info.pl – Część 3: Zasilacze UPS", DW Medium, Warszawa 2013.

16. T. Sutkowski, „Rezerwowe i bezprzerwowe zasilanie w energię elektryczną", COSiW SEP, Warszawa 2007.

17. J. Wiatr, „Zastosowanie zespołów prądotwórczych do awaryjnego zasilania obiektów budowlanych", „Biuletyn Techniczny SEP Kraków" 2011, nr 1.

18. Karty katalogowe, materiały i specyfikacje techniczne firm: APC, Comex, Eaton, Elmeco, Ever, Fast Group, Legrand, Pex-Pool Plus, Radiolex.


ZERO
EMISJI SPALIN
ZERO EMISSIONS
JCB
ELECTRIC
JCB
ELECTRIC
JCB
INTERHANDLER
PIERWSZA ELEKTRYCZNA
MINIKOPARKA W BRANŻY
www.interhandler.pl



DR HAB. INŻ. WALDEMAR DOŁĘGA, PROF. PWr
Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska

Dobór rozdzielnic SN i nN

Rozdzielnice SN i nN są jednymi z najważniejszych elementów instalacji elektroenergetycznych w obiektach energetyki zawodowej, przemysłowych, handlowych, usługowych, biurowych i użyteczności publicznej.

Rozdzielnice SN dostępne są o napięciu znamionowym wynoszącym: 7,2, 12, 17,5, 24 i 36 kV (do wykorzystania w sieciach średniego napięcia: 6, 10, 15, 20 i 30 kV) oraz prądzie znamionowym ciągłym szyn zbiorczych i pól zasilających od 400 do 4000 A [8]. Prądy znamionowe krótkotrwałe (n-sekundowe) tych rozdzielnic osiągają wartości: 10, 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40 i 50 kA, a dynamiczne wynoszą: 25, 40, 50, 63, 80, 100 i 125 kA [8].
Rozdzielnice systemowe modułowe nN wykonywane są przeważnie na napięcie znamionowe 400 V do wykorzystania w sieciach niskiego napięcia 0,4 kV, a także na prądy znamionowe do 4000 A oraz zwarciowe do 100 kA [9].
Wnętrzowe rozdzielnice szafowe prefabrykowane o budowie szkieletowej stosuje się dla największych prądów obciążenia (od kilkuset A), przy mniejszych wartościach wykorzystywane są modele skrzynkowe, a przy najniższych – tablicowe.
Z racji kluczowych funkcji, jakie pełnią w instalacji elektroenergetycznej, rozdzielnice SN i nN powinny być optymalnie dostosowane do jej parametrów, warunków środowiskowych, w jakich będą pracować, a także oczekiwań użytkownika (inwestora) [6]. Ponadto muszą stanowić rozwiązania nowoczesne, zgodne z obowiązującymi trendami w technice i technologii stosowanej w elektroenergetyce, oraz charakteryzować się wysokim poziomem technicznym, niezawodnością działania, prostotą i funkcjonalnością, bezpieczeństwem i komfortem obsługi, odpornością na czynniki zewnętrzne, a także łatwością wprowadzania różnorodnych modyfikacji.

WYBRANE ASPEKTY DOBORU ROZDZIELNIC

Dobór rozdzielnic SN i nN w instalacji elektroenergetycznej jest złożony i trudny ze względu na różnorodność dostępnych rozwiązań konstrukcyjnych, sposobów wykonania poszczególnych ich elementów składowych, wyposażenia oraz wymagań technicznych, eksploatacyjnych, środowiskowych i innych. W obiektach energetyki zawodowej, przemysłowych i użyteczności publicznej bardzo dużą wagę przykłada się obecnie do kwestii jakości, niezawodności i bezpieczeństwa stosowanych rozwiązań [6]. Zasadniczo projektant i użytkownik (inwestor) przy doborze rozdzielnic SN i nN powinien zwracać uwagę na rozwiązania, które w możliwie największym stopniu odznaczają się cechami takimi, jak:
- niezawodność,
- funkcjonalność,
- wykonanie z materiałów o bardzo dobrych parametrach technicznych,
- wysoka jakość zastosowanej aparatury,
- spełnianie wysokich standardów bezpieczeństwa w zakresie eksploatacji,
- komfort obsługi,
- prostota montażu,
- możliwość rozbudowy i modernizacji,
- niski poziomu hałasu,
- gwarancja ciągłości i wysokiej jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorcy,
- możliwie małe wymiary, niewymagające dużej powierzchni do instalacji,
- dobra korelacja z otoczeniem,
- ekologiczność procesu produkcji oraz eksploatacji,
- minimalizacja negatywnych skutków oddziaływania pola elektromagnetycznego na organizmy żywe.

Ponadto powinny być to rozwiązania tanie, niewymagające dużych nakładów inwestycyjnych.
Dynamiczny rozwój nowoczesnych, często innowacyjnych technologii (w tym aparatury łączeniowej), duża konkurencja na rynku krajowym oraz coraz większe wymagania stawiane przez użytkowników (inwestorów) przełożyły się na ogromny postęp w rozwiązaniach rozdzielnic SN i nN w zakresie niezawodności działania i jakości wykonania oraz ograniczenia ich niekorzystnego wpływu na środowisko naturalne, a także organizm człowieka [3].
Aspekt funkcjonalności, niezawodności, bezpieczeństwa i komfortu obsługi rozdzielnic SN i nN, ich ekologiczności oraz wyposażenia wewnętrznego, w tym pełnej automatyzacji i wykorzystania nowoczesnej aparatury, jest bardzo istotny dla użytkowników (inwestorów) i ma kluczowe znaczenie przy wyborze obecnych i przyszłych rozwiązań [2].

NIEZAWODNOŚĆ

Przy ocenie niezawodności należy zwrócić uwagę na trwałość, czas użytkowania oraz parametry techniczne rozdzielnic SN i nN, decydujące również o ich jakości i funkcjonalności [1].

BEZPIECZEŃSTWO I KOMFORT OBSŁUGI

W tym przypadku ważne są m.in. takie elementy, jak: klasa izolacji, stopień ochrony IP i klasa IK, możliwość wykonania wersji o specjalnym przeznaczeniu, liczba i rodzaj elementów zapewniających lub wpływających na podwyższenie bezpieczeństwa personelu obsługującego (pokrywy, osłony, kołnierze, płyty, podwójne drzwi i inne), sposób wykonania aparatury łączeniowej, rodzaj ochrony przed zwarciami i wyładowaniami łukowymi czy dostępne formy podziału wewnętrznego rozdzielnic [2].

EKSPLOATACJA

Przy doborze rozwiązań rozdzielnic SN i nN istotne są często również kwestie natury eksploatacyjnej, np. ograniczenie przestojów w pracy, minimalizacja zakresu obsługi konserwacyjnej i związanych z tym nakładów pracy, maksymalne skrócenie czasu przeznaczonego na naprawę.



Innotechnika Sp.z o.o.

Jesteśmy polskim producentem wyrobów dla energetyki, telekomunikacji i wodociągów.

W związku z rozwojem inwestycji w branży energetycznej oraz teletechnicznej, wzrosło zapotrzebowanie na systemowe rozwiązania mające na celu chowanie wszelkiego typu urządzeń sterujących i zasilających pod ziemią.

Oferujemy:

- kilkadziesiąt typów segmentowych studni z tworzywa Polipit
- rozdzielnie zasilania podziemnego
- studnie z windami dla szaf sterujących i rozdzielni
- kanały kablowe

Rozwijamy również nasz dział projektowania wyrobów nietypowych, który we współpracy z klientami opracowuje „szyte na miarę" rozwiązania pod kątem technicznym i ekonomicznym.













Pomorski Park Naukowo Technologiczny
Innotechnika Sp. z o.o.
Al. Zwycięstwa 96/98
81-451, Gdynia

tel. 58 573 55 66

mail: biuro@innotechnika.pl
www.studzienki.eu
www.innotechnika.pl

fot. Shutterstock



1 Rozdzielnica nN

ROZWIĄZANIA KONSTRUKCYJNE

Należy zwrócić uwagę na jakość materiałów izolacyjnych oraz takie elementy, jak wytrzymałość konstrukcji na działanie łuku wewnętrznego czy konstrukcję zewnętrzną szkieletu rozdzielnic. W przypadku tej ostatniej warto przeanalizować wytrzymałość mechaniczną zewnętrznych osłon, gabaryty, parametry techniczne stosowanego osprzętu i aparatury. Należy pamiętać, że mniejsze wymiary rozdzielnic to jednocześnie niższe masy oferowanych pól [2].

POLA ROZDZIELCZE

Rozdzielnice SN i nN realizowane są w różnych rozwiązaniach konstrukcyjnych oraz układach połączeń. Warto zapoznać się z ofertą dostępnych pól rozdzielczych, które dają duże możliwości konfiguracyjne w zależności od roli i funkcji, jaką mają pełnić w instalacji elektroenergetycznej.

WYMIARY

Gabaryty całych rozdzielnic i poszczególnych pól przy takich samych pozostałych parametrach technicznych stanowią często, poza ceną, główny argument decydujący o wyborze określonego rozwiązania. Nowoczesne rozdzielnice SN i nN mają stosunkowo małe wymiary, co jest istotne w kontekście zagospodarowania przestrzeni w danym obiekcie [2]. Przy czym nie mogą one w żaden sposób wpływać na ograniczenie funkcjonalności rozdzielnic czy utrudniać ich obsługę i konserwację. Dostępne na rynku rozwiązania w pełni łączą stosunkowo małe wymiary z jednoczesnym brakiem ograniczeń w kwestiach techniczno-użytkowych [2].

MONITORING

Rozdzielnice SN i nN w razie potrzeby mogą być wyposażone w bardzo rozbudowane układy kontrolno-zabezpieczające i monitoringu. Stosuje się również systemy monitorujące, analizujące i nadzorujące pracę takich rozdzielnic. Rozwiązania i wyposażenie rozdzielnic SN i nN dobiera się indywidualnie pod określony projekt, szczególnie w przypadku dużych obiektów o znacznym zapotrzebowaniu na moc oraz przy zasilaniu wielu odbiorów.

Przy czym wskazane jest, aby podczas projektowania rozdzielnic SN lub nN, w sytuacji gdy pozwalają na to warunki techniczne, korzystać z rozwiązań typowych i powtarzalnych [2]. Producenci udostępniają często jako wsparcie projektowe liczne materiały (katalogi, broszury, ulotki, specyfikacje itp.), opracowania, prezentacje i aplikacje (konfiguratory, programy do doboru aparatury, diagnostyki, badania charakterystyk itp.) [7], pozwalające uzyskać pełne informacje techniczne o oferowanych produktach. Łatwość projektowania i pomoc ze strony producenta staje się coraz częściej ważnym czynnikiem przy wyborze konkretnego rozwiązania, dlatego poziom wsparcia technicznego oferowanego przez firmy stale wzrasta i nie kończy się w momencie sprzedaży produktu.

ZASADY DOBORU ROZDZIELNIC

Aby dokonać prawidłowego doboru rozdzielnicy SN i nN, konieczna jest znajomość określonych danych wejściowych, które obejmują:

- wielkość i charakter obiektu, w którym ma być zainstalowana rozdzielnica, oraz panujące w nim warunki środowiskowe,
- warunki budowlane i przestrzenne dla ustawienia rozdzielnicy,
- rodzaj i liczba zasilanych odbiorników energii elektrycznej,
- wymagania dotyczące rezerwy miejsca dla rozbudowy rozdzielnicy w przyszłości,
- parametry sieci zasilającej (napięcie znamionowe sieci, warunki zwarciowe w miejscu zainstalowania rozdzielnicy),
- rodzaj dodatkowej ochrony przeciwporażeniowej,
- parametry zasilania (spodziewany obliczeniowy prąd szczytowy lub moc szczytowa obciążenia rozdzielnicy, liczba, rodzaj i przekrój kabli zasilających, napięcie sterownicze),
- parametry obwodów odbiorczych (prądy lub moce znamionowe odbiorników, przekroje i typy przewodów lub kabli zasilających, zabezpieczenia zwarciowe i przeciążeniowe),
- wymagania dotyczące układów sterowania zasilanych odbiorników,
- wymagania w zakresie rodzaju aparatów łączeniowych i zabezpieczeniowych: wyłączników, rozłączników, styczników, bezpieczników, przekaźników zabezpieczeniowych itp.,
- wymagania dotyczące dodatkowego wyposażenia: urządzenia pomiarowe, sygnalizacyjne, sterownicze (w tym sterowania zdalnego) itd.

Dobór rozdzielnicy SN i nN można podzielić na następujące etapy:

- ustalenie liczby urządzeń i miejsc ich lokalizacji,
- wybór rodzaju i typu,
- dobór wyposażenia pól,
- dobór obudowy i rozmieszczenie aparatury rozdzielczej,
- przygotowanie dokumentacji projektowej.

USTALENIE LICZBY I MIEJSCA LOKALIZACJI

Liczba rozdzielnic zależy od wielkości zasilanego obiektu i przyjętego schematu jego zasilania. Na wybór miejsca ma wpływ wiele czynników, które muszą być uwzględnione przez projektanta. Należą do nich m.in. [7]:

- dobra widoczność i dostęp dla obsługi w celu zapewnienia odpowiedniej przestrzeni do pracy,



fot. Shutterstock

2 Rozdzielnica SN

• łatwość doprowadzenia kabli i przewodów zasilających,
• możliwość rozbudowy rozdzielnicy,
• umieszczenie rozdzielnicy w jak najmniejszej odległości od zasilanych odbiorników, szczególnie tych o największej mocy,
• brak kolizji lokalizacyjnych z innymi instalacjami występującymi w obiekcie,
• oddalenie od głównych ciągów komunikacyjnych i transportowych.

WYBÓR RODZAJU I TYPU

Wybór rodzaju rozdzielnicy zależy od: jej funkcji w układzie zasilania, wartości prądów roboczych zasilanych odbiorników energii elektrycznej, liczby i rodzaju zasilanych odbiorników, wymagań dotyczących sterowania odbiornikami, warunków środowiskowych w miejscu zainstalowania, wytycznych dotyczących niezawodności zasilania, planów ewentualnej rozbudowy, wymagań związanych z właściwościami eksploatacyjnymi (np. blokady przed nieprawidłowymi czynnościami łączeniowymi, układy testowe, pomiarowe, sygnalizacyjne, warunki bezpieczeństwa itd.) [7].

Przy doborze rozdzielnicy należy spełnić określone warunki:
• napięcie znamionowe izolacji musi być co najmniej równe napięciu znamionowemu sieci,
• obciążalność prądowa lub mocowa poszczególnych pól rozdzielnicy nie może być mniejsza od prądu, ewentualnie mocy znamionowej odbiornika zasilanego z danego pola,
• obciążalność prądowa pola zasilającego i szyn zbiorczych powinna być większa od spodziewanego obciążenia ciągłego odpływów (zasilanych z pól rozdzielnicy) z uwzględnieniem ewentualnej późniejszej rozbudowy rozdzielnicy,
• prądy znamionowe szczytowe i n-sekundowe muszą być większe od prądów zwarciowych w miejscu zainstalowania rozdzielnicy; w przeciwnym razie należy zaprojektować odpowiednie zabezpieczenie ograniczające prąd zwarciowy do poziomu akceptowanego przez rozdzielnice [7].

Do zasilania odbiorników niskiego napięcia o niewielkich mocach stosuje się rozdzielnice tablicowe [5], a ich projekt wymaga często samodzielnego doboru wszystkich aparatów rozdzielczych, ustalenia ich rozmieszczenia i wzajemnych połączeń elektrycznych [7]. Przy prądach obciążeniowych do kilkuset A stosuje się prefabrykowane systemy rozdzielnic skrzynkowych [5]. Stosunkowo duża różnorodność materiałów, z jakich je wykonano, wersji wyposażenia rozdzielczego oraz typoszeregów modeli pustych (bez wyposażenia) i akcesoriów montażowych (np. bloków zaciskowych, dławic kablowych, pokryw, uchwytów montażowych) ułatwia projektowanie i dostosowanie rozdzielnic do specyfiki obiektu i wymogów eksploatacyjnych. Przy dużych prądach roboczych od kilkuset A do kilku kA stosuje się prefabrykowane modułowe rozdzielnice szafowe [5]. Mnogość rozwiązań o różnych parametrach technicznych i eksploatacyjnych pozwala na dużą elastyczność w projektowaniu, a dodatkowo na rynku dostępne są rozwiązania modułowe, pozwalające na znaczne uproszczenie tego procesu.

DOBÓR WYPOSAŻENIA PÓL

Przy wyborze wyposażenia rozdzielczego należy uwzględnić warunki obciążalności roboczej i zwarciowej. Dobór rodzaju aparatów łączeniowych i zabezpieczających może także zależeć od wymaganego poziomu niezawodności zasilania, wytycznych dotyczących zabezpieczenia poszczególnych odbiorników, wymaganych układów sterowania czy też oczekiwań inwestora.

Przy projektowaniu rozdzielnicy prefabrykowanej należy dążyć do jak najszerszego wykorzystania rozwiązań standardowych, np. skonfigurowanych przez producenta modułów w rozdzielnicach modułowych. W przypadku samodzielnego planowania pól trzeba zapoznać się z dokumentacją techniczną danego typu rozdzielnicy w celu uwzględnienia ewentualnych ograniczeń technicznych, wynikających np. z możliwości zamontowania innych rodzajów aparatów niż te proponowane przez producenta czy

ilości miejsca w danym polu. Wybór wyposażenia pól rozdzielnicy jest powiązany z opracowaniem schematu połączeń. Należy dążyć do równomiernego obciążenia poszczególnych faz sieci zasilającej. Na zasilaniu trzeba dobrać odpowiedni aparat łączeniowy wraz z zabezpieczeniem.

WYBÓR OBUDOWY I ROZMIESZCZENIE APARATURY ROZDZIELCZEJ

Rodzaj obudowy rozdzielnicy zależy przede wszystkim od warunków i narażeń środowiskowych w miejscu jej instalowania i w zależności od nich należy dobrać m.in.: odpowiedni stopień ochrony IP, właściwy rodzaj materiału, z którego jest wykonana, ewentualnie sposób jej wykończenia i zabezpieczenia przed wpływami atmosferycznymi. Ponadto trzeba również wybrać wielkość i rodzaj obudowy zależny np. od typu i wymiarów szafy w rozdzielnicy, sprawdzić, czy gabaryty zaprojektowanego urządzenia są odpowiednie do przewidzianego dla niego miejsca (uwzględniając ewentualną rozbudowę oraz warunki bezpiecznej i wygodnej obsługi), a także w razie potrzeby dobrać dodatkowe osłony, zamki blokad, przezroczyste pokrywy, wzierniki kontrolne itp. [7].

Planując rozmieszczenie aparatury w obudowie, należy przestrzegać zasad i zaleceń określonych przez producenta. Przy projektowaniu tzw. elewacji rozdzielnicy, czyli rozlokowania poszczególnych pól i elementów składowych, wskazane jest dążenie do uzyskania jak największej przejrzystości układu rozdzielnicy, a ponadto pola zasilające odbiorniki tego samego rodzaju powinny być zgrupowane obok siebie.

PRZYGOTOWANIE DOKUMENTACJI PROJEKTOWEJ

Projekt rozdzielnicy musi zawierać, w zależności od jej rodzaju i wymagań producenta oraz inwestora, wiele dokumentów technicznych. Do najważniejszych można zaliczyć: schemat strukturalny, plan elewacji, rozmieszczenie aparatów, schematy obwodów pomocniczych oraz zestawienie aparatów. Pierwszy z nich powinien obejmować jednobiegunowy schemat elektryczny obwodów głównych i przedstawiać kolejność pól rozdzielnicy w widoku od przodu wraz z ich wyposażeniem oraz zawierać następujące informacje: oznaczenia (numery kolejne) pól, przeznaczenie i numery kolejne obwodów odbiorczych, oznaczenia aparatów w obwodach głównych (literowe, typy, nastawy zabezpieczeń, ewentualnie podstawowe dane techniczne obejmujące prąd znamionowy, napięcie znamionowe i sterownicze, wytrzymałość zwarciową itp.), parametry szyn zbiorczych (przekroje, prądy znamionowe i parametry zwarciowe), rodzaj sieci i jej napięcie znamionowe oraz sposób dodatkowej ochrony przeciwporażeniowej [7].

Elewacja rozdzielnicy obejmuje rysunek techniczny, który przedstawia jej widok od przodu (od strony obsługi). Na schemacie należy zaznaczyć aparaty montowane na drzwiach, osłonach czy też pokrywach poszczególnych pól (modułów) lub całej rozdzielnicy. Ponadto powinny znaleźć się na nim oznaczenia poszczególnych pól (modułów), wymiary rozdzielnicy, typ dobranej obudowy, stopień ochrony IP oraz – w zależności od potrzeb – kierunek otwierania drzwi szaf, pokryw itp.

Plan rozmieszczenia aparatów musi zawierać ich umiejscowienie w obudowie rozdzielnicy (poza typowymi w standardowych modułach skonfigurowanych przez producenta rozdzielnicy) oraz oznaczenia literowe i typy.

Schematy obwodów pomocniczych opracowane dla pól zasilających, odpływowych i sprzęgłowych muszą natomiast przedstawiać, w zależności od potrzeb, układy automatyki SZR, pomiarów, sterowania, zabezpieczeń itd., wydzielone dla wykorzystywanych rodzajów napięć.

W dokumentacji musi się również znaleźć tabelaryczne zestawienie wszystkich aparatów elektrycznych, które mają zostać zainstalowane w rozdzielnicy. Należy podać ich typy, liczbę, producenta i podstawowe dane techniczne zgodne z katalogami, niezbędne dla ich zamówienia [7]. W uzasadnionych przypadkach wskazane jest wykonanie oddzielnych zestawień aparatów dla wydzielonych modułów, szaf itd., jeżeli nie wynika to jednoznacznie ze schematów głównych i pomocniczych rozdzielnicy.

WNIOSKI

Obecnie na rynku krajowym jest dostępnych wiele różnorodnych, nowoczesnych i funkcjonalnych rozwiązań rozdzielnic SN i nN, które odznaczają się wysokim poziomem technicznym i technologicznym. W pełni nadają się one do stosowania w obiektach: energetyki zawodowej, przemysłowych, handlowych, usługowych, biurowych i użyteczności publicznej, a także umożliwiają projektantowi wybór konstrukcji najbardziej przydatnej do określonych warunków eksploatacyjnych i środowiskowych, z jednoczesnym uwzględnieniem możliwości finansowych i wymagań inwestora (użytkownika).

Literatura

1. W. Dołęga, „Stacje elektroenergetyczne", Wrocław 2007.
2. W. Dołęga, „Nowoczesne rozwiązania rozdzielnic SN", „Elektroinstalator" 8/2015.
3. W. Dołęga, „Nowoczesne stacje i rozdzielnice średniego napięcia", XIII Konferencja Naukowo-Techniczna „Instalacje elektryczne niskiego, średniego i wysokiego napięcia", Poznań 2015.
4. W. Dołęga, „Przegląd rozwiązań przemysłowych rozdzielnic prefabrykowanych SN w izolacji powietrznej", „Elektroinstalator" 2012, nr 6.
5. W. Dołęga, „Rozdzielnice niskich napięć", „Elektroinstalator" 2015, nr 6.
6. W. Dołęga, „Rozdzielnice prefabrykowane SN", „Elektroinstalator" 2015, nr 5.
7. W. Dołęga, M. Kobusiński, „Projektowanie instalacji elektrycznych w obiektach przemysłowych. Zagadnienia wybrane", Wrocław 2012.
8. Karty katalogowe rozdzielnic nN i SN firm: ABB, Eaton Electric, Elektrobudowa, Elektrometal Energetyka, Elektrospark, Enco, General Electric, JM-Tronik, Legrand, Revico, Siemens, Schneider Electric, ZPUE, ZPUE Elektromontaż.



DR ANNA KUCHARSKA
asystent na Uniwersytecie Jagiellońskim, ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

Rozwój sieci ładowania pojazdów elektrycznych w Polsce na tle doświadczeń niemieckich

Elektromobilność jest pod kilkoma względami procesem, który należy traktować jako nieuchronny. W skali makro trzeba odnieść się do światowych megatrendów, wynikających z popularyzacji transformacji energetycznej – czyli przejścia na odnawialne źródła energii – oraz towarzyszącej temu rosnącej wrażliwości na dbałość o środowisko, zmieniającej postawy obywateli i przedsiębiorców.

Pojazdy elektryczne mają określone zalety, które stawiają je w pozycji realnej alternatywy dla tych z napędami konwencjonalnymi. Istotne są przede wszystkim względy środowiskowe (zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza) i redukcja hałasu, które bywają szczególnie uciążliwe w dużych ośrodkach miejskich. Potencjał stwarza także integracja elektromobilności z sieciami, co wymusza ich modernizację, digitalizację i podnoszenie stopnia elastyczności, a także stanowi bodziec do rozwoju OZE [1]. Elektryfikacja układów napędowych daje możliwość zmniejszenia zależności od ropy naftowej, zminimalizowania emisji zanieczyszczeń i lepszej integracji pojazdów drogowych z elastycznym systemem transportu przyszłości [2].

Istnieją jednak przyczyny, wciąż mocno utrudniające płynny rozwój elektromobilności. Z pewnością wyzwaniem jest wejście w konkurencję z technologiami napędów konwencjonalnych, które w ciągu minionych dekad zdążyły mocno zakotwiczyć się w społeczeństwach i krajowych gospodarkach, gdzie są powszechnie stosowane. Oprócz zapewnienia dostępności, w tym ekonomicznej, pojazdów z napędem elektrycznym konieczne jest także zagwarantowanie infrastruktury do obsługi takich pojazdów, do której zalicza się serwisy naprawcze czy stacje ładowania. W przypadku realizowania projektów budowy stacji lub innego rodzaju infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych napotyka się szereg trudności, które można skategoryzować w trzech grupach:

- techniczne: wybór technologii do ładowania pojazdów elektrycznych, np. indywidualne stacje, powiązanie z miejską infrastrukturą oświetlenia ulic, integracja modułów ładujących w drogach,
- regulacyjne: organizacja współpracy z podmiotami sektora energetycznego (OSD) przy zachowaniu rynkowej zasady TPA oraz bezpieczeństwa sieci przesyłu energii elektrycznej,
- rynkowe: rozwój sieci ładowania w sposób adekwatny do popytu na pojazdy elektryczne, a jednocześnie gwarantujący rentowność inwestycji (czyli na tyle szybki, aby nie ograniczać decyzji konsumentów związanych z zakupem takich pojazdów), i równocześnie nieprzekraczający faktycznego zapotrzebowania na infrastrukturę do ładowania bez zapewnienia pokrycia kosztów konserwacji, napraw itp.

Opierając się na koncepcji benchmarkingu zorientowanego na doskonalenie i poprawę jakości funkcjonowania procesów poprzez porównanie z doświadczeniami innych jednostek i organizacji, a przede wszystkim liderów [3], w niniejszym opracowaniu za tło dla polskiej drogi do rozwoju elektromobilności przyjęto Niemcy, które znacznie wcześniej rozpoczęły wdrażanie polityki służącej popularyzacji pojazdów elektrycznych i są w tym procesie dużo bardziej zaawansowane. Dzięki temu możemy przyjrzeć się zaimplementowanym rozwiązaniom oraz ich skutkom i z odpowiednim przełożeniem na warunki polskie rozważyć ich przejęcie lub korektę.

Na wstępie warto zwrócić uwagę na istotne różnice w uwarunkowaniach dla rozwoju nowych technologii (do których należy elektromobilność), przekładających się na rozbudowę sieci do ładowania, takich jak te wynikające z powierzchni kraju, struktur politycznych i możliwości ekonomicznych.

PORÓWNANIE WARUNKÓW TERYTORIALNYCH

Niemcy i Polska to kraje o podobnej powierzchni (terytorium Polski jest o ok. 13% mniejsze [4]), jednak widoczne są różnice w jej zagospodarowaniu, które zaprezentowano w tab. 1.

TAB. 1. PORÓWNANIE SPOSOBU WYKORZYSTANIA POWIERZCHNI NA TERYTORIUM NIEMIEC I POLSKI (ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [25])

Sposób zagospodarowania powierzchni kraju	Powierzchnia Niemiec		Powierzchnia Polski	
	[km²]	[%]	[km²]	[%]
Grunty rolne	181 625	50,8	187 600	59,9
Powierzchnie leśne	106 546	29,8	95 340	30,5
Obszary zurbanizowane	49 818	13,9	17 350	5,5

W Polsce mamy znacznie mniejszy obszar zurbanizowany, który jednocześnie charakteryzuje koncentracja dróg szybkiego ruchu wokół największych metropolii i połączenie dużych ośrodków miejskich (rys. 1). W Niemczech tego typu trasy są natomiast znacznie bardziej rozproszone, a połączeń pomiędzy mniejszymi miejscowościami jest dużo więcej (rys. 2). Różnice te istotnie wpływają na wszelkie plany rozbudowy sieci do ładowania pojazdów elektrycznych. Z uwagi na charakter mapy drogowej w Polsce należy się spodziewać, że ładowarki będą zlokalizowane w pierwszej kolejności w dużych ośrodkach miejskich i przy trasach szybkiego ruchu.



1 Mapa sieci autostrad i dróg ekspresowych w Polsce (stan na wrzesień 2019 roku) [26]

Z jednej strony jest to naturalne rozwiązanie logistyczne z uwagi na częstotliwość wyboru tych tras, a z drugiej – dla mniejszych miejscowości stanowi ono istotne wykluczenie. Łączna liczba dróg w Niemczech wynosi 625 000 km (2017 rok), natomiast w Polsce 420 000 km (2016 rok) [5].

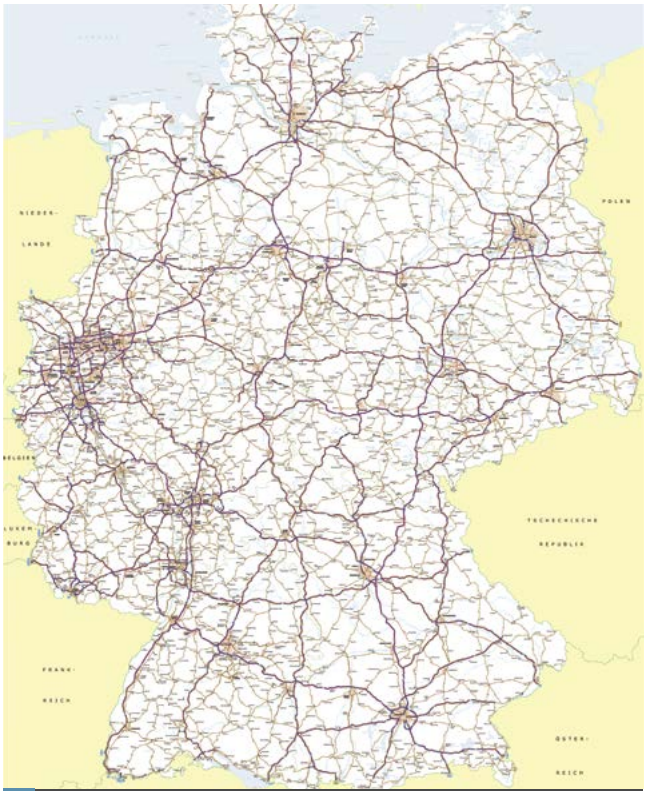
Należy zauważyć, że w Polsce, przy stosunkowo niewielkiej liczbie ładowarek (w porównaniu do Niemiec), sieć stacji ładowania jest rozproszona i dość regularnie rozłożona w całym kraju. W przypadku pojazdów elektrycznych o znacznie krótszym zasięgu niż samochody z napędem konwencjonalnym jest to szczególnie ważny element, który musi być uwzględniany przy planowaniu sieci ładowarek.

• POPULACJA I POTENCJALNI ODBIORCY TECHNOLOGII ELEKTROMOBILNYCH

Na elektromobilność znacząco wpływa krajowa populacja, która w przypadku Niemiec (83,3 mln) [6] jest nieco ponad dwukrotnie większa w porównaniu z Polską (38,4 mln) [7]. To niesie ze sobą określone konsekwencje dotyczące liczby samochodów elektrycznych – w odniesieniu do wszystkich aut – które w obu państwach mogą zostać realnie osiągnięte. Ponadto, również liczba ekspertów i specjalistów z zakresu technologii elektromobilnych, w tym ładowarek, będzie w naturalny sposób mniejsza w państwie o niższej populacji.

TAB. 2. LICZBA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH I STACJI DO ICH ŁADOWANIA W NIEMCZECH I POLSCE (ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [28])

Rodzaj danych	Niemcy	Polska
Liczba pojazdów ogółem	52 mln (stan na 2019 rok)	30 mln (stan na 2019 rok)
Pojazdy elektryczne	83 175 (stan na 2019 rok)	6267 (stan na 2020 rok)
Pojazdy hybrydowe	341 411 (stan na 2019 rok)	4865 (stan na 2020 rok)
Stacje do ładowania pojazdów elektrycznych	19 406 (stan na 2020 rok)	1131 (stan na 2020 rok)



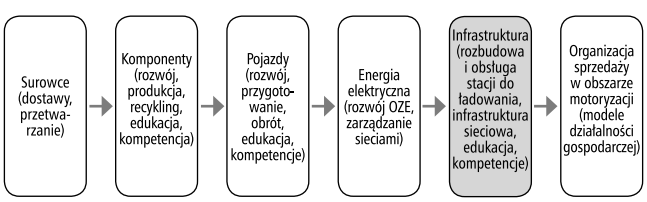
2 Mapa sieci autostrad i dróg ekspresowych w Niemczech (stan na marzec 2020 roku) [27]

Planując infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych, należy zwrócić uwagę na dominującą grupę docelową. W Polsce stacje do ładowania zlokalizowane są głównie w największych miastach i można się spodziewać, że to w nich elektromobilność także w przyszłości będzie rozwijała się najszybciej. Jest to spowodowane kilkoma przyczynami. Po pierwsze, w naszym kraju świadomość dotycząca zagrożeń dla środowiska i klimatu jest wyższa w większych ośrodkach miejskich oraz dużych aglomeracjach, co wynika z przeciętnie lepszego wykształcenia lokalnej społeczności [8]. Po drugie, niedogodności w postaci spalin i hałasu spowodowane przez pojazdy z napędem konwencjonalnym (szczególnie benzyna i diesel) są wprost proporcjonalne do wielkości miasta. Po trzecie, budowa infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych jest łatwiejsza w miastach, nie tylko ze względu na wyższe środki dostępne w budżetach jednostek samorządu terytorialnego (JST), lecz także z powodu istnienia rozwiązań wspierających integrację takich instalacji z miejskimi urządzeniami elektrycznymi (np. latarniami miejskimi). Po czwarte, zasięg pojazdów elektrycznych pozostaje relatywnie niski w porównaniu z tymi z napędem konwencjonalnym [9]. Największe zasięgi notowane są przez auta elektryczne z najwyższej półki, które osiągają prawie 600 km, niemniej jest to liczba deklarowana przez producenta i faktycznie okazuje się niższa o ok. 30–50% (wyższa wartość dla większych samochodów) oraz dodatkowo duży wpływ na nią mają wysokie i niskie temperatury. Oznacza to, że pojazdy elektryczne traktowane są raczej jako środki transportu krótkiego i średniego zasięgu, a zatem idealne dla mieszkańców miast i miejscowości satelitarnych w ramach danej aglomeracji.

W Niemczech przewiduje się, że grupą odbiorców, dla których pojazdy elektryczne będą najbardziej opłacalne ekonomicznie, okażą się osoby pracujące w pełnym wymiarze czasowym, z miejscowości do 100 000 mieszkańców, w tym także dojeżdżające z obszarów podmiejskich do dużych miast. Zakłada się, że istotną rolę będzie odgrywała możliwość ładowania pojazdu elektrycznego w garażu. Masowa rozbudowa infrastruktury powszechnie dostępnej (m.in. z wykorzystaniem na ten cel miejskich latarni) oraz półotwartej (np. dla pracowników danej firmy) może zmienić te perspektywy i zachęcić więcej osób do korzystania z pojazdów elektrycznych [10].
Należy podkreślić, że z punktu widzenia użytkownika drugorzędne znaczenie ma fakt, czy pojazd elektryczny jest ładowany w punkcie ładowania prądu zmiennego (AC), czy stałego (DC). Najważniejszy jest dla niego czas trwania procesu ładowania, prostota obsługi oraz jasne warunki rozliczenia (np. naliczanie opłat w domu, u pracodawcy, w miejscu docelowym czy w przypadku dłuższych podróży). Co istotne klient przy zakupie auta, a także operatorzy infrastruktury ładującej, powinni być dokładnie informowani przez jego producentów o rozwiązaniach technicznych zastosowanych w pojazdach [11]. Biorąc pod uwagę typ klienta, jakim są użytkownicy osobowych pojazdów elektrycznych, konieczne jest jednoczesne opracowanie usług towarzyszących stacjom do ładowania, m.in. aplikacjom na telefon nie tylko zawierającym mapy z lokalizacjami ładowarek, lecz także umożliwiającym świadczenie powiązanych usług, np. śledzenie cen energii elektrycznej w czasie rzeczywistym.

• MOŻLIWOŚCI EKONOMICZNE I PRZEMYSŁ MOTORYZACYJNY

Znacząca przewaga Niemiec nad Polską jest widoczna także pod względem ekonomicznym, zarówno w zakresie całościowego poziomu gospodarczego, jak i samej gałęzi transportu. W Niemczech przemysł motoryzacyjny stanowi największy sektor przemysłu wytwórczego i zdecydowanie najważniejszy pod względem obrotów. W 2019 roku działające w nim firmy wygenerowały obroty w wysokości 435 mld euro i zatrudniały ponad 833 000 osób. Producenci pojazdów i silników stanowią w tym kraju ponad ¾ całkowitego obrotu tej branży (343,4 mld euro) [2]. Dla porównania, w Polsce łączna wartość produkcji pojazdów samochodowych, przyczep i naczep w 2017 roku wyniosła 37,5 mld euro [12].
Nie bez znaczenia jest też ogólna zamożność społeczeństwa. W przypadku pojazdów elektrycznych, których cena zakupu oraz eksploatacji utrzymuje się na wysokim poziomie, wdrażanie ich na szeroką skalę w naszym kraju spotyka się z dużym ograniczeniem. W tym aspekcie atrakcyjne byłoby wyprodukowanie polskiego modelu pojazdu elektrycznego, który pod względem finansowym wpisywałby się w portfele Polaków, na co daje nadzieję zaprezentowany w lipcu 2020 roku prototyp Izera. Obecnie jednak nie mamy własnej marki samochodu osobowego nawet z konwencjonalnym napędem (należy jednak mieć w pamięci sukces polskich producentów środków transportu wieloosobowego – firm Ursus i Solaris), tymczasem na rynku niemieckim znajdują się 32 modele pojazdów elektrycznych ich rodzimych producentów [13].
Całkowita produkcja w przemyśle motoryzacyjnym w Niemczech od kilku lat notuje trend spadkowy, w przeciwieństwie do elektromobilności [14]. Na kryzys w tej branży od dłuższego czasu zwracano uwagę na szczeblu federalnym i podkreślano konieczność jej rozwoju z przyczyn środowiskowych i towarzyszących niemieckiej polityce transformacji energetycznej (niem. *Energiewende*), ale przede wszystkim z powodów gospodarczych [15]. W związku z tym elektromobilność postrzegana jest w Niemczech jako technologiczny punkt zwrotny w sektorze transportu, a niemiecki przemysł motoryzacyjny stoi w obliczu długoterminowych zmian strukturalnych.
Tendencje do elektryfikacji układów napędowych, a także coraz popularniejsza automatyzacja funkcji prowadzenia pojazdów, podobnie jak wdrażanie nowych usług w zakresie mobilności, mają na celu głębokie zmiany w tym sektorze gospodarki [2]. Stosownie do tego w procesie zmian i rozwoju gałęzi innowacji w niemieckiej motoryzacji uwzględnia się miejsce dla rozbudowy infrastruktury, w tym przede wszystkim stacji do ładowania pojazdów elektrycznych (rys. 3).
Należy przy tym zauważyć, że głównym filarem światowego sukcesu niemieckiego przemysłu motoryzacyjnego jest jego czołowa pozycja w dziedzinie innowacji. W 2018 roku zwiększył on swoje globalne wydatki na badania i rozwój (R&D) do 44,6 mld euro, co stawia go na pierwszym miejscu przed firmami japońskimi i amerykańskimi. W krajowej gospodarce branża motoryzacyjna ma największy udział w R&D, wynoszący ok. 38% (27,1 mld euro) [2]. Oznacza to, że niemiecka baza ekspercka i zaplecze specjalistyczne w tym zakresie są bardzo dobrze rozbudowane, co podkreśla znaczenie tego sektora gospodarki jako centrum technologicznego w tym kraju.
Pod względem wykształcenia procentowy poziom osób z ukończonymi studiami wyższymi w Niemczech i Polsce jest zbliżony. Pozostaje kwestia jakości i kierunku takiego wykształcenia. Nie mniej istotna jest edukacja zawodowa, w zakresie której w Polsce powinien zostać położony nacisk – tak, jak to się dzieje w Niemczech – na kształcenie odpowiednich kadr stosownie do rozwiązań, jakie planuje się wdrażać w perspektywie długofalowej. Równie ważna jest tu działalność badawczo-rozwojowa, dla której konieczne byłoby wsparcie ze strony rządu, np. odpowiednie zamówienia na badania stanowiłyby niezbędny bodziec do rozwoju właściwych technologii.



3 Schemat łańcucha wartości w elektromobilności (źródło: opracowanie własne na podstawie [21])

• POLITYCZNE INICJATYWY DLA ROZWOJU TECHNOLOGII ELEKTROMOBILNYCH

W kontekście kwestii politycznych należy zwrócić uwagę na rozdział kompetencji i stopień niezależności JST. Rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów oznacza konieczność budowy wielu drobnych i rozproszonych punktów, podobnie jak w przypadku odnawialnych źródeł energii. Z tego powodu podkreśla się rolę JST, które w przypadku Niemiec mają dobrze rozwinięty zakres kompetencji własnych oraz możliwości kształtowania polityk w poszczególnych sektorach. Zadaniem władzy centralnej jest przede wszystkim wytyczanie generalnego kierunku rozwoju państwa w formie strategii oraz tworzenie ogólnych ram prawnych w postaci aktów i ustaw. Skutkuje to wysokim zaangażowaniem JST w proces tworzenia sieci do ładowania, np. trzy największe niemieckie miasta: Berlin, Hamburg i Monachium przeznaczyły ok. 14 mln euro na dalszą rozbudowę publicznie dostępnej infrastruktury do pobierania opłat [11]. W przypadku Polski obserwuje się wysoki stopień centralizacji oraz niski poziom niezależności JST, co nie tylko skutkuje hamowaniem inicjatyw oddolnych, lecz także – w dłuższej perspektywie – upośledza administrację lokalną w zakresie aktywności, sprowadzając jej działania do biernego wykonywania odgórnych poleceń.
Należy też wskazać, że w Polsce zainteresowanie decydentów politycznych elektromobilnością zaczęło się w 2016 roku [15], natomiast w Niemczech rząd federalny zatwierdził w 2009 roku Narodowy Plan Rozwoju Elektromobilności (niem. *Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*). Względem infrastruktury do ładowania przyjęto, że jej rozwój musi być przeprowadzany krok po kroku i w początkowej fazie skoncentrowany przede wszystkim lokalnie i regionalnie. W związku z tym w dokumencie zwrócono uwagę, że rozwój elektromobilności będzie miał wpływ na krajobraz miejski. Wymaga to takich zmian w prawie urbanistycznym i zagospodarowaniu przestrzennym, np. w odniesieniu do rozmieszczenia i dostępu do stacji ładowania w przestrzeni publicznej, dzięki którym wpływ ten będzie pozytywny, a zmiany charakteru mobilności będą przebiegały sprawnie [16].

MODELOWE REGIONY

Należy wspomnieć o inicjatywie niemieckiego Ministerstwa Transportu, które w latach 2009–2011 wdrożyło modelowe regiony (niem. *Modellregionen Elektromobilität*) w ramach programu wsparcia implementacji i przetestowania elektromobilności w praktyce, sfinansowanego w wysokości 130 mln euro z II pakietu budżetowego środków stymulujących rozwój. Wsparcie obejmowało obszar R&D, jak również było zorientowane na praktyczne zastosowanie, a większość środków została skierowana do przedsiębiorstw z obszaru motoryzacji. Sedno programu zawierało się w integracji technologii baterii i ich wykorzystania w rozwoju transportu, przestrzeni i miast. Jedną z czterech kategorii zadań podlegających finansowaniu była infrastruktura i zakładanie nowych punktów do ładowania [17].

KRAJOWA PLATFORMA ELEKTROMOBILNOŚCI

W 2010 roku utworzono w Niemczech Krajową Platformę Elektromobilności (NPE, niem. *Nationale Plattform Elektromobilität*), która skupia członków z obszaru gospodarki i polityki w celu koordynacji płynnego rozwoju elektromobilności. Jej celem jest łączenie w ramach strategicznego dialogu – dotyczącego rozwoju elektromobilności przedstawicieli przemysłu, nauki, polityki i związków zawodowych [10]. Częścią działalności NPE jest publikacja corocznych raportów z oceną postępów rozwoju elektromobilności w kraju oraz zaleceniami co do dalszych działań. W raporcie z grudnia 2014 roku przygotowano sugestie dotyczące lat 2015–2017, na które przewidziano m.in. wzmocnienie partnerstw inwestycyjnych dla rozbudowy publicznie dostępnej infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz implementację dyrektywy unijnej dotyczącej paliw alternatywnych, włącznie z rozbudową tej infrastruktury, zgodnie z zaleceniami niemieckiej Strategii Standaryzacji (wersja 3.0) [10].

PROGRAM RZĄDOWY ELEKTROMOBILNOŚĆ

W maju 2011 roku rząd federalny przyjął program rządowy „Elektromobilność" (niem. *Elektromobilität*), mający na celu osiągnięcie przez Niemcy pozycji pioniera w rozwoju najnowszych technologii w tej dziedzinie. Kraj ten ma stać się czołowym rynkiem i dostawcą elektrycznej mobilności [2]. Tak określony cel ma dwie ważne implikacje dla niemieckiej polityki rozwoju elektromobilności, w tym sieci do ładowania. Po pierwsze, odpowiednie przepisy prawne stanowią ważny element strategii rozwoju, ponieważ przeszkody formalne lub brak przejrzystości w przepisach wykluczają inicjatywy dla tworzenia projektów infrastrukturalnych. Po drugie, polityczne strategie na przyszłość wskazują przedsiębiorcom kierunek rozwoju i formułę pożądanych modeli biznesowych, zarówno gałęzi produkcyjnych, jak i sektora usług. W Niemczech charakterystyczna dla systemu sprawowania władzy jest ponadpartyjna konsekwencja w kontynuacji przedsięwziętych projektów rozwoju państwa i krajowej gospodarki oraz oczekiwanych wskutek tego zmian społecznych. W dłuższej perspektywie taki stan rzeczy jest zachętą dla przemysłu, przedsiębiorstw, a także obywateli, do inwestowania w rozwiązania o dłuższym okresie zwrotu poniesionych kosztów, ponieważ ryzyko, że nastąpi odwrót od określonego kierunku rozwoju, jest niskie. To warte podkreślenia w odniesieniu do sytuacji w Polsce, gdzie zasady definiujące kształt i kierunek zmian społeczno-ekonomicznych formułowane są w trybie cykli wyborczych, a jak pokazuje przykład planów budowy elektrowni jądrowej, skuteczności w realizacji projektów brakuje także w przypadku ponadpartyjnej zgody.

RAPORT NPE

Warto wspomnieć raport NPE z 2015 roku, w którym przedstawiono sprawozdanie na temat aktualnych zasobów publicznie dostępnej w Niemczech infrastruktury do ładowania pojazdów. Zaprezentowano w nim perspektywy dotyczące planowanych i koniecznych inwestycji w jej rozwój, oszacowano możliwości redukcji kosztów ładowania, a także określono najważniejsze środki niezbędne do zainicjowania dalszej jej rozbudowy [11]. W 2016 roku przyjęto dekret niemieckiego rządu federalnego, w którym zatwierdzono działania na rzecz wsparcia rozwoju elektromobilności, obejmujące m.in. inwestycje na rozbudowę publicznie dostępnej infrastruktury do ładowania pojazdów oraz program zamówień publicznych na ten cel [10].

STRATEGIA STANDARYZACJI

Z kolei w 2017 roku przedstawiono Niemiecką Strategię Standaryzacji Elektromobilności 2020, w której opisano dotychczasowe działania w zakresie normalizacji systemów ładowania poprzez połączenie kablowe, poruszono kwestie bezpieczeństwa, technik pojazdów oraz interfejsów do ładowania, jak również wskazano potrzebę podjęcia działań w zakresie norm, standaryzacji i certyfikowania w celu dalszego rozwoju elektromobilności oraz bezpieczeństwa inwestycji w pojazdy elektryczne. Ważkość dopracowania tych zagadnień jest bezpośrednio powiązana z rozszerzeniem dostępności infrastruktury do szybkiego ładowania takich pojazdów. Z tego powodu NEP od początku kładła na to duży nacisk i zalecała jednolite w skali europejskiej, a nawet światowej, układy do ładowania, co umożliwiłoby międzynarodowe ładowanie na wszystkich stacjach, zarówno klientom abonamentowym, jak i korzystającym z nich ad hoc [18]. W Niemczech, zgodnie z rozporządzeniem w sprawie stacji ładowania (LSV, niem. *Ladesäulenverordnung*), obowiązkowe wyposażenie takich punktów obejmuje unormowane złącza Typ 2 oraz Combo 2 jako minimalny standard [19].

Niemieckie prace nad normami dla jednolitych wtyczek do ładowania oraz jednolitych wymogów odnośnie do interfejsów przyniosły skutek na skalę europejską w postaci implementacji tzw. kombinowanego układu ładowania (CCS, ang. *Combined Charging System*) dla pojazdów elektrycznych. Standardy te weszły w życie w 2014 roku wraz z europejską dyrektywą 2014/94/EU, dotyczącą rozwoju infrastruktury napędów alternatywnych [20].

• FINANSOWE BODŹCE DLA ROZWOJU INFRASTRUKTURY ŁADOWANIA

Finansowe podstawy rozwoju infrastruktury ładowania opierają się na programach Unii Europejskiej oraz środkach krajowych – w przypadku Niemiec ma to miejsce głównie na szczeblu federalnym i landowym. Pakiet środków z zaleceniami dotyczącymi działań na rzecz rozwoju infrastruktury został opracowany w oparciu o założenia wypracowane przez NPE i zakłada równoważenie możliwości podażowych oraz popytowych na rynku. W związku z tym obowiązujący od 2015 roku niemiecki plan standaryzacji mobilności elektrycznej przewidywał stopniowy rozwój ogólnokrajowej sieci szybkiego ładowania w ramach trzech etapów [11]:

• I – do 2017 roku: przewidywane utworzenie łącznie ok. 1400 nowych punktów ładowania (ok. 1000 punktów o mocy 50 kW na głównych osiach ruchu drogowego i ok. 400 – o wydajności ładowania zazwyczaj 50 kW, zlokalizowanych w metropoliach) oraz przygotowanie mocy przyłączeniowej do sieci ≥150 kW w węzłach centralnych i ważnych osiach przyłączeniowych;

• II – w latach 2017–2020: zwiększenie liczby stacji szybkiego ładowania o kolejne 7100 punktów, zwiększenie pojemności poszczególnych punktów ładowania na węzłach komunikacyjnych i ważnych osiach łączących do ≥150 kW, wyposażenie kilkuset miejsc na osiach autostrad w punkty o mocy 150 kW i odpowiednio dużej pojemności przyłącze sieciowe, kompresja sieci szybkiego ładowania na ważnych osiach połączeń i w metropoliach z punktami 50 i 150 kW w przygotowaniu do etapu trzeciego;

• III – w latach 2020–2025: zwiększenie wydajności ładowania na podstawie założenia znacznego wzrostu mocy akumulatorów; poszczególne punkty ładowania na głównych osiach ruchu drogowego będą wyposażone nawet do 350 kW pojemności ładowania (z odpowiednią modernizacją przyłącza/rozszerzeniem sieci).

Do realizacji powyższych założeń powstało w Niemczech wiele programów mających na celu tworzenie zachęt i instrumentów wsparcia infrastruktury do ładowania. Warto tu wskazać program zamówień publicznych w obszarze elektromobilności o wartości 100 mln euro oraz inwestycje na rozbudowę publicznie dostępnej infrastruktury do ładowania pojazdów, na które przewidziano kwotę 300 mln euro, z czego 200 mln na stacje szybkiego ładowania [10]. Ponieważ wdrażanie sieci ładowania dla elektromobilności ma znaczenie dla zagospodarowania przestrzennego miast, nowoczesne rozwiązania wspomagane są np. przez inicjatywę wsparcia efektywnych miast (niem. *Förderinitiative Energieeffiziente Stadt*) czy też konkurs efektywnych miast (niem. *Wettbewerb Energieeffiziente Stadt*) [21]. W ramach finansowania integracji systemu energetycznego i stacji ładowania niemiecki rząd położył nacisk na tzw. inteligentne rozwiązania, dlatego skoncentrowano się przede wszystkim na rozwoju nowoczesnych technologii informacyjnych i telekomunikacyjnych. W związku z tym pod koniec 2008 roku rząd wraz z ministerstwem gospodarki i energii oraz ministerstwem środowiska rozpoczął trwający do 2012 roku Program Badawczy E-Energy (niem. *Forschungsprogramm E-Energy*), mający usprawnić w przyszłości cały system energetyczny w sposób umożliwiający integrację elektromobilności. W ramach programu zostało utworzonych sześć modelowych regionów, które wprowadziły pilotażowo nowe rozwiązania w zakresie sieci digitalnych oraz inteligentnego sterowania technicznymi elementami systemu. Działania obejmowały rozwinięcie relacji rynkowych w zakresie dostaw energii elektrycznej (szczególnie pochodzącej z rozproszonych OZE). Rząd przeznaczył na program 60 mln, a na przemysł – 140 mln euro. W Polsce w 2018 roku utworzono natomiast Fundusz Niskoemisyjnego Transportu (FNT), którego zadaniem jest finansowanie projektów związanych z rozwojem elektromobilności oraz transportem opartym na paliwach alternatywnych [22]. Według rządowych planów łączny budżet FNT wyniesie 6,7 mld zł [23].

Obok zapewnienia środków na fizyczny rozwój infrastruktury do ładowania trzeba pamiętać o koniecznych zmianach przepisów prawa budowlanego i prawa najmu w zakresie instalowania prywatnych punktów ładowania w taki sposób, aby dostawa prądu trakcyjnego liczyła się również jako część dostawy energii, a ponoszenie kosztów było regulowane w celu jej zapewnienia. Przepisy powinny określać obowiązki związane z instalacją infrastruktury służącej do pobierania opłat lub linii przyłączeniowych w nowych i przebudowywanych obiektach (zarówno prywatnych, jak i podlegających działalności komercyjnej), a także kwestie dotyczące miejsc parkingowych [11].

PERSPEKTYWY DALSZEGO ROZWOJU

Pomimo że w Niemczech mocno podkreśla się znaczenie gęstej infrastruktury do ładowania pojazdów dla rozwoju elektromobilności, opracowano liczne programy wsparcia inwestycji w tym zakresie, a także zachęty dla prywatnych i komercyjnych użytkowników takich aut, to jednak proces „elektryfikacji" mobilności postępuje znacznie wolniej niż założono. W 2015 roku szacowano, że zapotrzebowanie na punkty ładowania pojazdów elektrycznych w 2020 roku wyniesie 70 000 oraz 7100 dla punktów szybkiego ładowania [24]. Tymczasem faktyczny poziom rozbudowy tej infrastruktury jest znacznie wolniejszy (tab. 2), podobnie jak zakładany przez rząd federalny cel 1 miliona pojazdów elektrycznych do 2020 roku, który pozostaje wciąż jeszcze daleki do osiągnięcia, chociaż do statystyk pojazdów elektrycznych wliczane są także te z napędem hybrydowym.

W zakresie głównych wyzwań elektromobilności można wyróżnić takie zagadnienia, jak:

• rozwój i udoskonalanie technologii w obszarze R&D czy też integracji sieci z elektromobilnością,
• opracowanie prawodawstwa w taki sposób, aby nadążało za rozwojem technologicznym i następującymi pod jego wpływem zmianami w społeczeństwie,
• dostosowanie edukacji do wymagań nowych rozwiązań pojawiających się na rynku,
• rozwój rynku (tj. przygotowanie na nowe modele biznesowe, dywersyfikacja ofert), a także jego organizacja wobec nowych rozwiązań.

Polskę charakteryzuje spore opóźnienie względem Niemiec w zakresie procesów wdrażania elektromobilności, jednak pierwszym celem nie powinno być nadrabianie zaległości, ale obserwacja doświadczeń niemieckich i aplikacja sprawdzonych rozwiązań z uwzględnieniem polskich możliwości ekonomicznych. Biorąc pod uwagę to, że w naszym kraju problemem jest niewystarczająca dla potrzeb użytkowników i często niskiej jakości infrastruktura drogowa dla pojazdów konwencjonalnych, rozwój sieci do ładowania pojazdów elektrycznych w oczach społeczeństwa i JST nie stanowi priorytetu. Sprawą nadrzędną jest modernizacja i rozbudowa, jednak w tym działaniu warto, aby uwzględniane były już elementy dla przyłączy przyszłych stacji do ładowania pojazdów elektrycznych.

Dla ułatwienia rozwoju sieci ładowania w Polsce korzystną inicjatywą wydaje się nawiązanie na tym polu współpracy z innymi krajami. Na tej zasadzie Niemcy rozwijają innowacyjne rozwiązania we wspólnych projektach międzynarodowych, jak np. technologię power-to-gas z Austrią i Szwajcarią. Organizowanie tego typu przedsięwzięć na terenie Polski mogłoby wspomóc rozwój infrastruktury lub też zaowocować programami pilotażowymi z korzyścią dla szczebla lokalnego.

Literatura

1. „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung", Federalny Rząd Niemiec, Berlin 2009.
2. „Automobilindustrie", Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, www.bmwi.de.
3. Ł. Szydełko, M. Szydełko, „Benchmarking w podejściu procesowym w przedsiębiorstwie – wybrane zagadnienia", „Modern Mangment Review" 2013, t. XVIII, nr 20(2).
4. „Europäische Union: Flächen der Mitgliedsstaaten im Jahr 2020 (in Quadratkilometern)", https://de.statista.com.
5. „Country Comparisons: Poland vs. Germany", www.indexmundi.com.
6. Bevölkerungsstand, Statistisches Bundesamt, www.destatis.de.
7. „Ludność. Stan i struktura oraz ruch naturalny w przekroju terytorialnym w 2019 r. Stan w dniu 31 XII", GUS, Warszawa 2020.
8. „Świadomość i zachowania ekologiczne Polaków" (z dn. 18.12.2019 r.), Ministerstwo Klimatu, www.gov.pl.
9. M. Strzyżewski, „Segment B – porównujemy zasięg i koszty", www.flota.com.pl.
10. „Elektromobilität in Deutschland. Ergebnisse aus einer Studie zu Szenarien der Marktentwicklung", Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Berlin 2013.
11. „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. AG 3 – Ladeinfrastruktur und Netzintegration", Nationale Plattform Elektromobilität (NPE).
12. „Automotive industry in Poland", www.statista.com.
13. „Elektromobilität in Deutschland", Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, www.bmwi.de.
14. www.vda.de/de/services/zahlen-und-daten.html.
15. „Elektromobilność w Polsce", Ministerstwo Aktywów Państwowych, www.gov.pl.
16. „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung", Die Bunderregierung, 2009, www.bmu.de.
17. „Vision und Roadmap der Nationalen Plattform Elektromobilität", Nationalen Plattform Elektromobilität (NEP), Berlin 2013.
18. „Förderung Elektromobilität: Forschungsförderung und Normung/Standardisierung", Verband der Automobilindustrie, www.vda.de.
19. www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html.
20. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.
21. „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung", Federalny Rząd Niemiec, Berlin 2009.
22. www.gov.pl/web/klimat/fundusz-niskoemisyjnego-transportu.
23. www.biznesalert.pl/mazur-doplaty-do-elektrykow-wespra-elektromobilnosc-rozmowa.
24. H. Kagermann, „Auf dem Weg zur Elektromobilität. Abschluss der Marktvorbereitungsphase", Nationale Bildungskonferenz Elektromobilität 2015, Berlin.
25. „Struktur der Flächennutzung", Umwelt Bundesamt, www.umweltbundesamt.de.
26. www.gddkia.gov.pl/pl/926/autostrady.
27. www.autobahnatlas-online.de/AutobahnkarteMitAS.pdf.
28. www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2019_b_umwelt_dusl.html?nn=663524, www.vda.de/de/services/zahlen-und-daten/jahreszahlen/kfz-bestand.html, www.pzpm.org.pl/pl/Rynek-motoryzacyjny/Licznik-elektromobilnosci/Kwiecien-2020, www.vda.de/de/themen/innovation-und-technik/elektromobilitaet/Ladeinfrastruktur.html.
29. www.data.oecd.org/germany.htm, www.data.oecd.org/poland.htm, www.tradingeconomics.com/germany/gdp, www.tradingeconomics.com/poland/gdp.



Oferta Riello Delta Power

- zasilacze UPS RIELLO 800 VA – 800 kVA (6,4 MVA)
- zasilacze UPS DELTA POWER 800 VA – 800 kVA (6,4 MVA)
- **Systemy dynamiczne UPS HITZINGER z napędem diesla 150 kVA – 3 MVA (50 MVA)**
- agregaty prądotwórcze Delta Power 5 kVA – 2,2 MVA (44 MVA)
- agregaty prądotwórcze VISA 20 kVA – 2000 kVA (20 MVA)
- agregaty prądotwórcze CTM 85 kVA – 3000 kVA (30 MVA)
- układy bezprzerwowego przełączania 16 A – 4800 A
- wykonania wojskowe agregatów prądotwórczych
- wykonania specjalne agregatów prądotwórczych, zabudowy kontenerowe, podwozia jezdne

W zakresie naszych usług oferujemy:

- tworzenie koncepcji zasilania gwarantowanego obiektów
- kompletne wielobranżowe projekty systemów zasilania
- integrowanie systemów zasilania gwarantowanego
- montaż systemów UPS oraz agregatów prądotwórczych
- zdalne nadzorowanie systemów zasilania rezerwowego
- profesjonalny serwis
- opieka posprzedażna, umowy serwisowe, hot-line (czas reakcji 4 godziny, 24 h/365 dni)



Riello MULTI POWER (MPW) – zasilacze modułowe UPS

- moc systemu UPS 1 MW + redundancja (1–28 x 42 kW)
- najwyższa sprawność >96,5%
- najwyższa na rynku gęstość mocy
- pełna skalowalność oraz najwyższa dostępność
- unikatowa architektura
- podzespoły zaprojektowane i produkowane indywidualnie
- łatwa instalacja oraz obsługa
- niskie koszty inwestycji

riello DELTA POWER

Należymy do grupy **Riello Elettronica**

Riello Delta Power Sp z o.o.

Siedziba WARSZAWA:
ul. Krasnowolska 82 R
02-849 Warszawa
tel. 22 37 91 700
faks 22 37 91 701
serwis: 22 37 91 720
e-mail: biuro.warszawa@deltapower.pl
serwis.warszawa@deltapower.pl
www.riello-deltapower.pl

Filia GDYNIA:
ul. Olgierda 137
81-584 Gdynia
tel. 58 668 01 88, 89
faks 58 668 00 47
e-mail: biuro.gdynia@deltapower.pl
serwis.gdynia@deltapower.pl

Fila ŚWIDNICA:
ul. Westerplatte 51
58-100 Świdnica
e-mail: biuro.wroclaw@deltapower.pl
serwis.wroclaw@deltapower.pl

INTILION

Twój partner w magazynach energii



INTILION

scale.bloc 0.5C

Magazyn energii 30kW / 60kWh

- Standaryzowany i skalowany system magazynowania energii
- Plug & Play, w pełni kompletne urządzenie
- 68,5 kWh nominalnej energii
- przekształtnik 3-fazowy, 30 kVA, 4Q, najnowszej generacji
- Inteligentny system zarządzania energią z połączeniem z chmurą
- Klimatyzowana szafa zewnętrzna, IP55
- Zdalny monitoring

Zastosowania

- obiektowe
  - przejmowanie nadwyżek mocy
  - zarządzanie obciążeniem
  - zwiększone zużycie własne z PV
  - infrastruktura e-mobilności
  - redukcja mocy
- wyspowe bez podłączenia do sieci
  - *blackstart*
  - *off-grid*

INTILION GmbH, Dr.-Sinsteden-Straße 8 • 08056 Zwickau, Niemcy
jest częścią grupy
Accumulatorenwerke HOPPECKE Carl Zoellner & Sohn GmbH, Brilon, Niemcy
Kontakt dla klientów w Polsce:
info@hoppecke.pl
+48 61 6465 000

HOPPECKE
POWER FROM INNOVATION