



Gdańskie Dni Elektryki 2021

Konferencja elektroenergetyczna

26-27 października 2021
Gdańsk

GDe

spis treści

4	Przedmowa
6	Program
16	Sponsorzy
24	Partnerzy Merytoryczni
30	Referaty
128	Targi branżowe
136	Patronaty
140	Organizatorzy

Przedmowa

dr inż.
Stanisław Wojtas
Prezes
SEP O. Gdańsk

Przemysław Minkowski
Przewodniczący
GDE 2021

Szanowni Państwo,

SEP O. Gdańsk już po raz 44. organizuje Gdańskie Dni Elektryki. Jest to rok wyjątkowy. Gdańskie Dni Elektryki wracają po silnie trwającej pandemii COVID-19 w 2020 roku. Technika nie zatrzymała się. Świat techniczno-inżynierski zмага się z coraz to nowszymi zagadnieniami. Szczególnego tempa nabrały tematy związane z szeroko rozumianymi OZE.

GDE trzymają się swojego głównego celu jakim jest wymiana doświadczeń ludzi nauki i przedstawicieli firm elektroenergetycznych z szeroką rzeszą elektryków z całej Polski. Mamy nadzieję, że tegoroczna edycja cieszyć się będzie jeszcze większym zainteresowaniem i poziomem merytorycznym.

GDE 2021

Konferencja elektroenergetyczna

Główny element wydarzenia na którym poruszane są aktualne i ważne dla branży energetycznej zagadnienia. Stanowi spotkanie najlepszych prelegentów z całego kraju, specjalistów, jak i przedsiębiorców zainteresowanych wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań.

Spotkanie branżowe

Zwieńczeniem pierwszego dnia jest uroczysty bankiet dla przedstawicieli środowiska biznesu, przemysłu i nauki.

Targi branżowe

Towarzyszą konferencji podczas dnia pierwszego. Stanowią doskonałą okazję zaprezentowania produktów oraz usług przedstawicielom branży elektroenergetycznej.

Konferencja elektroenergetyczna

Dzień I, 26.10.2021

09:30 **Rejestracja**

10:00 **Inauguracja**

10:30 **Korzyści i wyzwania związane z rozwojem wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych WN i NN**

Agnieszka Dziendziel,
Henryk Kocot,
Politechnika Śląska

10:55 **Bezpieczniki topikowe firmy SIBA**

Mariusz Madurski,
SIBA

11:20 **Nowoczesna stacja energetyczna SN/nn jako narzędzie do świadczenia usług elastyczności sieci**

Adam Babś, Łukasz Kajda,
Marcin Tarasiuk,
Instytut Energetyki Gdańsk;
Mirosław Matuszewicz,
Energa Operator

11:40 **Przerwa kawowa**

12:10 **Innowacyjne rozwiązania oraz urządzenia dla Morskich Farm Wiatrowych na Bałtyku w aspekcie: niezawodności, bezpieczeństwa eksploatacji oraz jakości generowanej energii**

Kamil Zawacki,
Aleksander Gul,
Hitachi Energy

12:50 **Projektowanie stacji transformatorowej SN/nn dla fotowoltaiki - wybrane aspekty**

Mirosław Schwann,
Kentia

- 13:15 Regulacja mocy farm fotowoltaicznych**
Kamil Kotkowski,
Marcin Surma,
WAGO
- 13:45 Optymalizacja bezpieczeństwa pracy farmy PV z wykorzystaniem nowego CZIP-PV PRO**
Krzysztof Koćmierowski,
LUMEL
- 14:15 Lunch**
- 15:00 Zastosowanie koncepcji scentralizowanego zabezpieczenia na przykładzie ABB Ability™ SSC600**
Andrzej Burdzy,
ABB
- 15:25 Rozliczanie odbiorców końcowych i prosumentów za energię bierną**
Sławomir Cieślik,
Politechnika Bydgoska

- 15:50 Współodpowiedzialność za bezpieczeństwo dostaw użytkowników systemu elektroenergetycznego**
Piotr Skoczko,
Energa Operator
- 16:15 Nowoczesne ciepłownictwo w Polsce**
Tomasz Minkiewicz,
Politechnika Gdańska
- 16:40 Wpływ położenia na obszarze Polski na projektowanie instalacji odgromowej**
Stanisław Wojtas,
SEP Oddział Gdańsk
- 17:00 Zamknięcie konferencji i targów branżowych**
- 19:00 Bankiet**

Konferencja elektroenergetyczna Dzień II, 27.10.2021

08:30 Rejestracja

09:15 Powitanie gości

09:30 **Ochrona przeciwporażeniowa
w instalacjach fotowoltaicznych
– aktualne wymagania norm**
Stanisław Czapp,
Politechnika Gdańska

10:00 **Zasady montażu instalacji foto-
voltaicznych według obowiąz-
ujących przepisów i norm**
Konrad Seklecki,
Marek Olesz,
Politechnika Gdańska

10:25 **Fizyczne granice wydajności
fotowoltaicznej konwersji
energii ogniw półprzewodni-
kowych**

Grażyna Jarosz, Ryszard Signerski,
Politechnika Gdańska

10:50 **Pomiar impedancji pętli zwar-
ciowej w instalacjach fotowol-
taicznych dużych mocy z ma-
gazynowaniem energii**

Jacek Katarzyński, Marek Olesz,
Politechnika Gdańska

11:20 **Panel dyskusyjny**

12:00 **Przerwa kawowa**

12:30 **Zasobniki energii oraz dwu-
kierunkowe przekształtniki
energoelektroniczne jako pod-
stawa systemu zarządzania
energią (SEMS)**

Paweł Milewski, Tomasz Buda,
Gerard Wiśniewski,
AREX

12:55 Niestandardowe rozwiązania konstrukcji wsporczych linii napowietrznych wysokiego napięcia w aspekcie ochrony krajobrazu oraz oddziaływania pola elektromagnetycznego
Marek Jaworski,
Politechnika Wrocławska

13:20 Praca aktywnego regulatora napięcia ALVR w sieci dystrybucyjnej nn-0,4 kV
Piotr Skoczko,
Energia Operator

13:45 Koncepcja zbocznikowania dławikiem przesuwника fazowego na granicy polsko-niemieckiej
Krzysztof Szubert,
Politechnika Poznańska

14:10 Urządzenia elektroenergetyczne o izolacji SF₆ w świetle dokumentów Komisji Europejskiej
Mirosław Schwann,
Kentia;
Maciej Schwann,
Glasgow Caledonian University

14:35 Czy próba zwarciova linii kablowej może być napięciową próbą odbiorczą linii kablowej WN
Adam Rynkowski,
SEP Oddział Gdańsk

15:00 Zakończenie wydarzenia

Sponsor strategiczny

Sponsor Strategiczny ENERGA Grupa ORLEN



Energa z Grupy ORLEN to jedna z czterech największych grup energetycznych w Polsce. Podstawowa działalność Energi obejmuje wytwarzanie, dystrybucję oraz obrót energią elektryczną, ciepłą oraz gazem. 39 proc. mocy zainstalowanej w aktywach wytwórczych Energi pochodzi z OZE. Wpisuje się to w strategię energetyczną Grupy ORLEN, ukierunkowaną ściśle na nisko i zeroemisyjne źródła energii. Silnym i stabilnym sektorem działalności Energi jest też dystrybucja. Sieć dystrybucyjna składa się z linii energetycznych o łącznej długości 192 tys. km i obejmuje swoim zasięgiem obszar blisko 75 tys. km kw., co stanowi ok. 24 proc. powierzchni kraju. W I półroczu 2021 roku Energa dostarczyła do odbiorców 11,6 TWh energii elektrycznej.

Sponsorzy, Partnerzy

PGE Energia Ciepła S.A.
Elfeko S.A.
Eltel Networks Energetyka S.A.
LUMEL S.A.
WAGO Elwag Sp. z o.o.

Partner
PGE Energia Ciepła S.A.



Energia Ciepła S.A.

PGE Energia Ciepła z Grupy PGE, jest największym w Polsce producentem energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Posiada ok. 25 proc. udziału w rynku ciepła z kogeneracji, 16 elektrociepłowni (o mocy cieplnej 6,8 GWt i mocy elektrycznej 2,5 GWe) i sieci ciepłownicze o długości 672 km. PGE Energia Ciepła produkuje i dostarcza ciepło dla dużych polskich miast, wśród których znajdują się: Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Rzeszów, Lublin, Bydgoszcz, Kielce i Szczecin. Spółka jest obecna także w Toruniu, Zielonej Górze, Gorzowie Wielkopolskim, Zgierzu, Siechnicach i Gryfinie, gdzie jest również dystrybutorem ciepła do klientów końcowych.

ELFEKO S.A.



ELFEKO S.A. jest firmą kompleksowo obsługującą inwestycje infrastrukturalne w energetyce. Spółka specjalizuje się w realizacji obiektów energetycznych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, w tym linii i stacji o napięciach 110 kV, 220 kV i 400 kV. Zatrudniając wykwalifikowaną kadrę techniczną jest w stanie realizować własnym potencjałem największe inwestycje począwszy od przygotowania koncepcji, poprzez projektowanie wraz obsługą formalno-prawną, a kończąc na budowie. Jakość wykonywanych prac gwarantuje dzięki wdrożeniu systemów ISO 9001:2015, ISO 140001:2015 oraz ISO 45001:2015.

Eltel Networks Energetyka S.A.



Eltel Networks to doświadczony wykonawca i projektant w zakresie infrastruktury i usług sieciowych, w szczególności sieci elektroenergetycznych oraz telekomunikacyjnych. W Polsce posiadamy eksperckie biura projektowe w Krakowie i w Olsztynie, nowoczesne centrum badawczo-rozwojowe oraz unikalne w skali europejskiej centrum szkoleniowe. Oferujemy kompleksowe rozwiązania dla biznesu, wykonaliśmy kilka tysięcy projektów elektroenergetycznych w Polsce i na świecie. Wyróżnia nas jakość, doświadczenie, bezpieczeństwo i nowoczesne rozwiązania, a przede wszystkim kompetentny oraz zaangażowany zespół. Nieustannie się rozwijamy i wciąż poszukujemy do naszej firmy ludzi z pasją: stażystów, inżynierów, kierowników budowy i projektantów.

LUMEL S.A.



Od 1953 r. LUMEL znany jest na świecie z produkcji urządzeń automatyki przemysłowej. W 2020 r. uznany został za jednego ze światowych liderów w produkcji przetworników, analizatorów i mierników analogowych.

Oferta Lumelu obejmuje: mierniki i analizatory parametrów sieci, przetworniki, mierniki cyfrowe i analogowe, rejestratory, regulatory, przekładniki, boczniki, Elektroenergetyczną Automatykę Zabezpieczeniową.

Obok produkcji, LUMEL specjalizuje się w rozwiązaniach do:

- Monitoringu i optymalizacji energii i innych mediów
- Monitoringu parametrów środowiskowych
- Systemów fotowoltaicznych

WAGO Elwag Sp. z o.o.



WAGO jest producentem i dostawcą nowatorskich komponentów dla energetyki, przemysłu, techniki procesowej oraz automatyki budynkowej. Nasze produkty i rozwiązania to efekt ponad 70-letniego doświadczenia.

Należymy do grona firm uznawanych za prekursorów i propagatorów innowacyjnych rozwiązań dla elektrotechniki i automatyki, a w dziedzinie połączeń sprężynowych WAGO jest światowym liderem.

Marka WAGO jest synonimem jakości, bezpieczeństwa i nowoczesności. Potwierdzeniem tego jest liczne grono klientów na całym świecie, którzy zaufali naszej firmie.

Partnerzy Merytoryczni

Politechnika
Gdańska

PTPiREE

ABB

Hitachi Energy

Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej



WYDZIAŁ
ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI

Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej składa się z 9 Katedr i 3 dużych laboratoriów badawczych: Laboratorium LINTE², Laboratorium Inteligentnej Energetyki LAB-6 z akredytacją PCA i Ośrodek Doświadczalny. Na Wydziale studenci studiują na kierunkach: Elektrotechnika, Automatyka, robotyka i systemy sterowania, Energetyka (kierunek międzywydziałowy). Co roku kończy studia około 430 absolwentów uzyskując kwalifikacje pozwalające na zatrudnienie m. in. w spółkach handlujących energią, biurach projektowych i konstrukcyjnych oraz w strategicznych projektach branży energetycznej. W wyniku kategoryzacji jednostek naukowych przeprowadzonej w roku 2018, Wydziałowi przyznano kategorię A. W zakresie uznania jakości kształcenia Wydział posiada pozytywne oceny akredytacyjne PKA, KAUT, oraz certyfikat Studia z przyszłością.

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej



Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE) zostało założone w 1990 roku. PTPIREE jest stowarzyszeniem branżowym zrzeszającym operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych i systemu przesyłowego oraz pracowników branży energetycznej. Działa na rzecz wdrażania nowych rozwiązań w energetyce, dąży do poprawy efektywności działania infrastruktury sieciowej, jakości usług i obsługi klientów. W ramach tej działalności PTPIREE m.in.: inicjuje i wspiera zmiany zachodzące w sektorze, promuje wdrażanie nowych technologii w elektroenergetyce, przygotowuje analizy ekonomiczne, prawne i techniczne z zakresu elektroenergetyki, prowadzi działalność normalizacyjną, typizacyjną, doradczą, wydawniczą i edukacyjną, przygotowuje wnioski o dotacje unijne na projekty energetyczne, organizuje specjalistyczne szkolenia, seminaria i konferencje.

ABB



ABB (ABBN: SIX Swiss Ex) jest wiodącą globalną firmą technologiczną, która stymuluje transformację gospodarek i społeczeństw, budując ich przyszłość w sposób wydajny i zrównoważony. Wzbogacając produkty elektryfikacji, robotyki, automatyki i systemów napędowych o oprogramowanie, ABB wyznacza nowe granice technologii i poziomy efektywności. Za sukcesem firmy stoi 105 tys. utalentowanych pracowników w ponad 100 krajach, którzy kontynuują ponad 130-letnią historię ABB.

www.abb.com

Hitachi Energy

HITACHI
Inspire the Next

Hitachi Energy jest światowym liderem technologicznym o wspólnym dorobku liczącym prawie 250 lat i zatrudniającym około 36 000 osób w 90 krajach. Firma, z główną siedzibą w Szwajcarii, wspiera przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, firmy przemysłowe oraz klientów infrastrukturalnych w całym łańcuchu wartości, a także rozwijające się sektory, takie jak zrównoważony transport, inteligentne miasta, magazynowanie energii i centra danych. Dysponując bogatym doświadczeniem, globalnym zapleczem i bezkonkurencyjną bazą zainstalowanych urządzeń, Hitachi Energy tworzy wartość społeczną, środowiskową i gospodarczą, a także angażuje się w kształtowanie przyszłości zrównoważonej energetyki z wykorzystaniem pionierskich i cyfrowych technologii, jako preferowany dostawca mocniejszej, inteligentniejszej i bardziej ekologicznej sieci energetycznej.

Referaty

Agnieszka Dziendziel
Henryk Kocot

Adam Babś
Łukasz Kajda
Marcin Tarasiuk
Mirosław Matusewicz

Mirosław Schwann
Maciej Schwann

Stanisław Wojtas

Konrad Seklecki
Marek Olesz

Grażyna Jarosz
Ryszard Signerski

Jacek Katarzyński
Marek Olesz

Paweł Milewski
Tomasz Buda
Gerard Wiśniewski

Marek Jaworski

Krzysztof Szubert

Andrzej Augusiak
Mateusz Breza
Filip Grabowski

Korzyści i wyzwania związane z rozwojem wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych

Agnieszka Dziendziel
Henryk Kocot
Politechnika Śląska

1. Korzyści wynikające z zastosowania WWLN

1.1. WWLN wysokich i najwyższych napięć w Polsce

WWLN to linie napowietrzne, w których co najmniej dwa tory prądowe o różnym poziomie napięcia znamionowego są prowadzone na wspólnej konstrukcji wsporczej. W Polsce działa pięć WWLN:

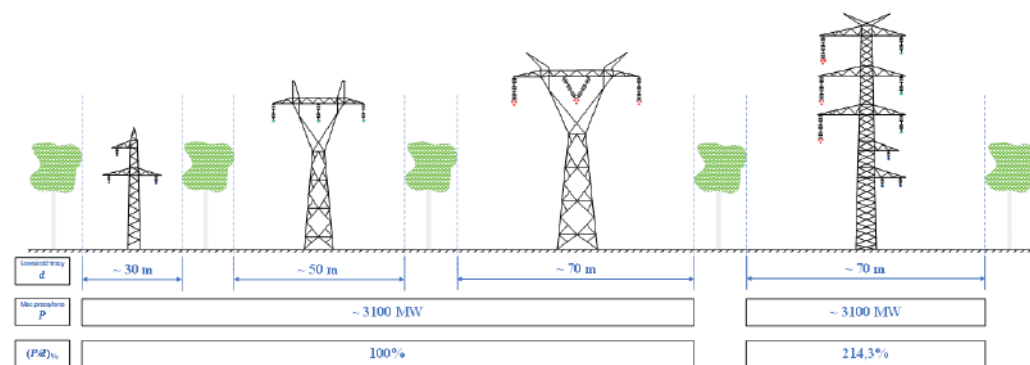
- linia czterotorowa trójnapięciowa relacji Plewiska-Kromolice (400 + 110 kV), Plewiska-Konin (400 kV), Plewiska-Poznań Płd. (220 kV) o długości 31,2 km;
- linia trójtorowa dwunapięciowa relacji Łagisza-Tucznawa (400 kV), Łagisza-Rokitnica (400 kV), Łagisza-Wrzosowa-Joachimów (220 kV) o długości 4,8 km;
- linia trójtorowa dwunapięciowa relacji Pasikurówice-Wrocław (400 + 2x110 kV) o długości 6,5 km;
- linia dwutorowa dwunapięciowa relacji Świebodzice-Wrocław (400 + 110 kV) o długości 43,0 km;
- linia dwutorowa dwunapięciowa relacji Mory-Towarowa (220 + 110 kV) o długości 7,5 km.

Przewiduje się dalszy rozwój WWLN w KSE o czym świadczy m.in. planowana budowa linii trójtorowej dwunapięciowej 2x400 + 220 kV relacji Byszyn-Podborze [1].

1.2. Intensyfikacja wykorzystania terenu zajmowanego przez linie napowietrzne

Szerokość trasy potrzebna do prowadzenia linii napowietrznej jest kompromisem między aspektami technicznymi gwarantującymi poprawną pracę sieci, uwarunkowaniami terenowymi, gabarytami konstrukcji wsporczej linii przesyłowej oraz bezpieczeństwem innych urządzeń i organizmów żywych znajdujących się w jej otoczeniu. Na rysunku 1 przedstawiono trzy sylwetki tradycyjnych jednotorowych jednonapięciowych linii napowietrznych oraz linię trójtorową konstrukcji wielonapięciowej wraz z szacunkowymi szerokościami ich pasów technologicznych d oraz szacowanymi mocami przesyłanymi P. Przyjmując, że stosunek sumarycznej mocy przewodowej linii tradycyjnych do sumarycznej szerokości ich pasów technologicznych wynosi 100%, to dla przypadku prowadzenia tych linii na wspólnym słupie (wariant WWLN) stosunek ten wzrasta do 214,3%.

Podwyższanie napięć przesyłowych z równoczesnym prowadzeniem linii na wspólnej konstrukcji pozwala znacznie ograniczyć łączną szerokość pasa linii, w tym przypadku o 80 m, tj. 53%, a przez to wzrasta również stopień wykorzystania terenu zajmowanego przez linie napowietrzne.



Rys. 1. Wizualizacja intensyfikacji wykorzystania terenu zajmowanego przez WWLN

1.3. Pole elektromagnetyczne w otoczeniu WWLN

Istotną kwestią związaną z użytkowaniem napowietrznych linii przesyłowych jest występowanie pola elektromagnetycznego w ich otoczeniu w ujęciu narażeń środowiskowych. Zależność między poziomem pola elektromagnetycznego i spodziewanymi skutkami jego oddziaływania na organizmy żywe, w tym człowieka, znalazły szczególne zainteresowanie takich organizacji jak ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection), IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), Council of European Union, WHO (World Health Organization). Z uwagi na to, że linie napowietrzne wysokich napięć są obiektami obejmującymi swym zasięgiem znaczne obszary terenu, na których mogą przebywać ludzie, opracowano szczegółowe przepisy określające warunki budowy linii napowietrznych wysokiego napięcia pod kątem ograniczenia zasięgu powstających wokół nich pól elektromagnetycznych. Zgodnie z polskimi przepisami i normą [2,3] dopuszczalne dla miejsc dostępnych dla ludzi poziomy natężenia pola elektrycznego i magnetycznego wynoszą kolejno 10 kV/m i 60 A/m. Ponadto na terenach przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową natężenie pola elektrycznego nie może przekraczać wartości 1 kV/m. Warto podkreślić, że przepisy polskie należą do najbardziej restrykcyjnych w świecie.

Na wartość natężenia pola elektromagnetycznego generowanego przez linię przesyłową mają wpływ przede wszystkim układ geometryczny jej przewodów, napięcie znamionowe oraz obciążenie linii.

Obecne problemy pojawiające się w procesie rozbudowy infrastruktury sieciowej opierają się przede wszystkim na oporze społecznym wynikającym z obawy przed oddziaływaniem elektromagnetycznym napowietrznych linii przesyłowych wysokiego napięcia. Ze względu na fakt, że WWLN przeważnie przewyższają gabarytami linie jedno- lub dwutorowe, jak również charakteryzują się większą liczbą przewodów fazowych, obawy społeczne przy ich budowie są jeszcze większe, z tego powodu wyznaczanie i publikacja takich wartości jest bardzo istotna.

W tym celu dokonano porównania wartości natężenia pola elektromagnetycznego dla linii dwutorowych 110 kV, 220 kV, 400 kV z linią trójtorową trójnapięciową (400+220+110 kV, rys. 4). Natężenie pola wyznaczono w miejscu największego zwisu przewodów. Na rysunkach 2 i 3 przedstawiono jeden z przykładowych zestawów uzyskanych wyników natężenia pola elektrycznego E oraz magnetycznego H wyznaczanych w zależności odległości od osi słupa. Wartość natężenia pola elektromagnetycznego określano na wysokości 2 metrów od ziemi, która zwykle podawana jest jako wartość normowa. Krzywe E i H otrzymane dla

WWLN są niesymetryczne względem osi y co wynika z niesymetrycznej budowy tej linii (rys. 4).

Dla pola elektrycznego E osiąga się mniejszą wartość maksymalną przy zastosowaniu WWLN niż w przypadku linii dwutorowych 2x400 kV oraz 2x220 kV, mimo zwiększonej liczby torów prądowych linii (rys. 2). Dopuszczalną wg polskich przepisów wartość E (1 kV/m) osiąga się przy około 27 metrach od osi słupa dla WWLN oraz przy około 25 metrach od osi słupa dla linii 2x400 kV. Wartości te mieszczą się nadal w szerokości pasów technologicznych linii przesyłowych.

Dla wszystkich rozważanych linii, natężenie pola magnetycznego jest znacznie niższe niż ustalona graniczna wartość dopuszczalna, mimo wyznaczania go przy przyjęciu pełnego obciążenia linii prądami dopuszczalnymi. Osiągana wartość maksymalna w przypadku WWLN jest około dwukrotnie mniejsza niż w przypadku tradycyjnej linii dwutorowej o napięciu znamionowym 400 kV (rys. 3).

Uzyskane wyniki potwierdzają, że zastosowanie WWLN nie powoduje pogorszenia się warunków oddziaływania pola elektromagnetycznego pochodzącego od linii napowietrznych na środowisko naturalne.

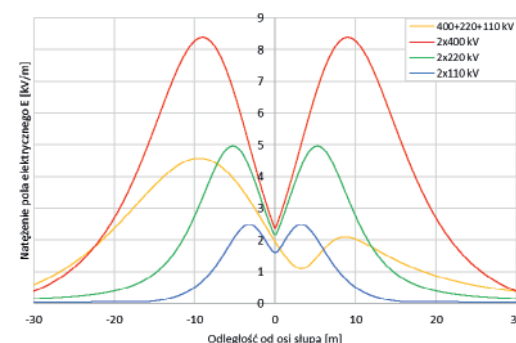
2. Analiza niesymetrii WWLN

W przypadku linii trójtorowej uzyskanie

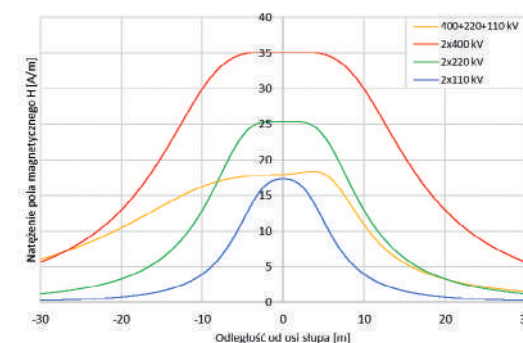
pełnej symetrii impedancyjnej wymaga wykonania 36 pojedynczych przeplotów przewodów fazowych, gdzie przez pojęcie pojedynczy przeplot rozumie się zmianę położenia wszystkich przewodów fazowych jednego toru. Ze względu na strukturę układu przewodów w WWLN oraz różnych poziomów napięć poszczególnych jej torów, transpozycja przewodów fazowych jest skomplikowana pod względem technicznym i logistycznym. Nie bez znaczenia pozostaje aspekt ekonomiczny, ponieważ przeważnie dla linii o większej liczbie torów transpozycja przewodów roboczych wymaga wykorzystania dodatkowego słupa, co zwiększa koszty jej budowy. Przedstawione argumenty skutkują w praktyce zaniechaniem stosowania symetryzacji linii poprzez przeplot jej przewodów.

Zasilenie linii niesymetrycznej, tj. w której nie zastosowano transpozycji przewodów fazowych, napięciem symetrycznym kolejności zgodnej i obciążenie jej prądem wyłącznie kolejności zgodnej powoduje wyindukowanie się napięć wszystkich składowych symetrycznych.

W celu określenia spodziewanej niesymetrii impedancyjnej i pojemnościowej linii i jej skutków na pracę sieci przesyłowej w ujęciu zapewnienia żądanej jakości energii elektrycznej, wyznaczono wartości napięcia zerowego na końcu nieobciążonego toru o naj-

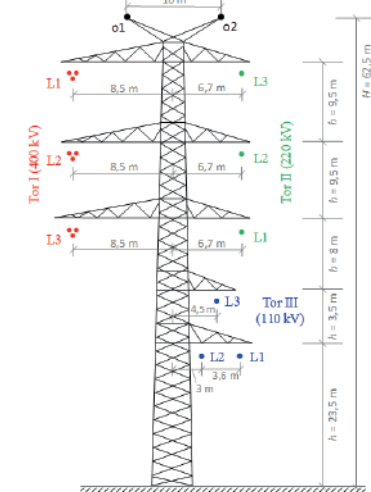


Rys. 2. Krzywe natężenia pola elektrycznego E w funkcji odległości od osi słupa dla czterech badanych linii napowietrznych



Rys. 3. Krzywe natężenia pola magnetycznego H w funkcji odległości od osi słupa dla czterech badanych linii napowietrznych

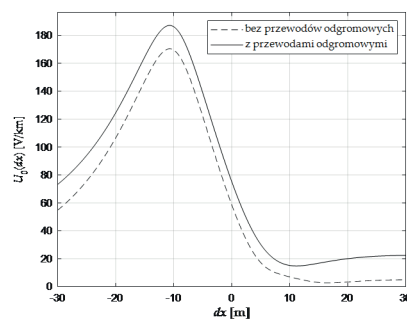
niższym napięciu znamionowym. Sylwetkę badanej WWLN przedstawiono na rysunku 4. Sposób wyznaczania napięcia U_0 opisano szerzej w [4].



Rys. 4. Rozważana sylwetka WWLN

2.1. Niesymetria impedancyjna WWLN

W celu zbadania wpływu niesymetrii impedancyjnej linii na wartość indukowanego napięcia zerowego, niesymetryczną WWLN zasilono w węzłach początkowych napięciem symetrycznym kolejności zgodnej oraz obciążono prądem zgodnym w węzłach końcowych torów I (400 kV) i II (220 kV) wartościami prądów dopuszczalnych długotrwale tych torów. Wartość napięcia zerowego U_0 została wyznaczona w funkcji położenia badanego toru III (110 kV). Zbadano również wpływ oddziaływania przewodów odgromowych na wartość indukowanego napięcia ze-



Rys. 5. Napięcie zerowe U_0 (wyznaczone na 1 km długości linii) wynikające z niesymetrii reaktancyjnej badanej WWLN w funkcji położenia toru 110 kV względem osi słupa

rowego. Na rysunku 5 przedstawiono zależność napięcia zerowego U_0 indukowanego w torze III, wynikającego z niesymetrii impedancyjnej linii, w funkcji lokalizacji badanego toru względem osi słupa (rys. 4). Największe wartości napięcia U_0 uzyskuje się dla położenia toru III pod torem I (400 kV). Dla takiego usytuowania toru III napięcie zerowe osiąga wartość 183 V/km (przy uwzględnieniu przewodów odgromowych). Dla rzeczywistego położenia badanego toru, tj. $dx = (3 - 6,6)$ m, wartość indukowanego napięcia zerowego wynosi 30 V/km. Występowanie przewodów odgromowych wpływa na wzrost indukowanego napięcia U_0 o około (10-20) V/km.

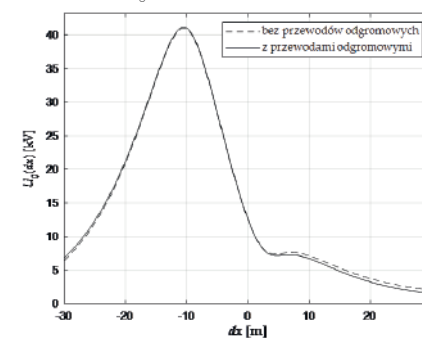
2.2. Niesymetria pojemnościowa WWLN

Tak jak w przypadku parametrów wzdłużnych, brak symetryzacji fazowej linii prowadzi do powstania niesymetrii pojemnościowej. W przypadku linii przesyłowych o różnym poziomie napięć znamionowych współdzielących konstrukcję wsporczą, skutek niesymetrii pojemnościowej linii jest przede wszystkim zauważalny dla sieci o najniższym napięciu. Dla linii przesyłowych wysokich napięć pojawia się dodatkowe napięcie może mieć wpływ na niepoprawną pracę zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz pojawienie się prądów składowej zerowej o znacznych wartościach w normalnych stanach pracy sieci.

Wpływ niesymetrii pojemnościowej w liniach przesyłowych wysokich napięć został określony w wyniku wyznaczenia wartości napięcia zerowego pojawiającego się w torze o niższym napięciu – tor III (110 kV) – przy zasileniu torów o napięciach wyższych – tj. toru I (400 kV) i toru II (220 kV). Analizę przeprowadzono analogicznie jak dla parametrów wzdłużnych, tj. w funkcji różnych położenia badanego toru względem osi słupa.

Wpływ niesymetrii pojemnościowej WWLN na wartość pojawiającego się napięcia zerowego w badanym torze III przedstawia rysunek 6. Usytuowanie

badanego toru III pod torem I (400 kV) powoduje znaczny wzrost napięcia zerowego do wartości 42 kV, co stanowi 38% wartości napięcia znamionowego tego toru. Dla rzeczywistego położenia toru 110 kV napięcie U_0 osiąga wartość 7,7 kV ($0,07 U_{nIII}$). W tym przypadku nie obserwuje się znaczącego wpływu przewodów odgromowych na wartość napięcia U_0 .



Rys. 6. Napięcie zerowe U_0 wynikające z niesymetrii pojemnościowej badanej WWLN w funkcji położenia toru 110 kV względem osi słupa

2.3. Redukcja napięcia zerowego poprzez przeplot przewodów fazowych

Efekt redukcji napięcia zerowego można uzyskać poprzez symetryzację linii napowietrznej czyli poprzez przeplot jej przewodów fazowych.

W tablicach 1 i 2 zaprezentowano wartości napięcia U_0 osiąganego w badanym torze przy zastosowaniu transpozycji przewodów fazowych pozostałych torów, kolejno: wszystkie warianty układu faz przy niepełnym przeplotie w połowie długości WWLN (tab. 1) i wybrane warianty układu faz przy niepełnym przeplotie w 1/3 i 2/3 długości WWLN. Kolorem szarym oznaczono układ bazowy przewodów WWLN (rys. 4), kolorem zielonym układ faz, dla którego uzyskano największą redukcję napięcia U_0 , a kolorem czerwonym układ faz, dla którego napięcie zerowe najbardziej wzrosło.

W zależności od zastosowanego układu przewodów fazowych uzyskuje się efekt redukcji lub eskalacji U_0 .

3. Wnioski końcowe

Zastosowanie WWLN niesie za sobą szereg korzyści zarówno technicznych, jak i ekonomicznych, o czym świadczy szansa redukcji terenu zajmowanego przez linie napowietrzne przy zachowaniu przesyłanej mocy do odbiorców oraz zmniejszenie maksymalnych wartości natężenia pola elektromagnetycznego w otoczeniu linii.

Skutkiem niesymetrii geometrycznej WWLN jest pojawienie się składowej symetrycznej zerowej napięcia w torach niezasilonych pod wpływem niesymetrycznego napięcia w innych torach (niesymetria pojemnościowa) oraz w torach nieobciążonych (niesymetria impedancyjna). Wpływ składowej zerowej napięcia jest szczególnie widoczny w torach o najniższym napięciu znamionowym i jest on różny dla różnej geometrii linii, stąd konieczna jest optymalizacja położenia torów względem siebie (rys. 5, 6).

W celu eliminacji napięcia zerowego, konieczne jest wykonanie przeplotu przewodów fazowych linii o wyższym napięciu (w analizowanym przypadku WWLN – torów I i/lub II).

Lp.	Przeplot toru I (400 kV) w połowie długości linii				Napięcie U_0 , kV		Lp.	Przeplot toru II (220 kV) w połowie długości linii				Napięcie U_0 , kV
	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1				L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	
0.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	7,7		0.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	7,7
1.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	15,7	6.	1.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	9,6
2.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	8,0	7.	2.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	16,5
3.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	3,7	8.	3.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	10,4
4.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	11,4	9.	4.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	6,8
5.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	15,0	10.	5.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	16,4

Tablica 1. Napięcie U_0 przy zastosowaniu przeplotu przewodów fazowych w połowie długości WWLN

4. Bibliografia

1. Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030. PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, grudzień 2019.
2. Dziennik Ustaw z 2003 r. Nr 192, poz. 1883: Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów.

3. PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV - Część 1: Wymagania ogólne - Specyfikacje wspólne.
4. Dziendziel A., Kocot H., Kubek P.: Construction and Modeling of Multi-Circuit Multi-Voltage HVAC Transmission Lines, Energies, vol. 14, iss. 2, 2021.

Lp.	Przeplot toru I (400 kV) w $1/3$ i $2/3$ długości linii				Napięcie U_0 , kV		Lp.	Przeplot toru II (220 kV) w $1/3$ i $2/3$ długości linii				Napięcie U_0 , kV
	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1				L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	
0.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	7,7		0.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	7,7
3.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	2,5		3.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	2,5
6.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	19,6		6.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	19,6
Przeplot toru II (220 kV) w $1/3$ i $2/3$ długości linii												
24.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	5,2		24.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	5,2
40.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	20,4		40.	L1 L2 L3	L3 L2 L1	L1 L2 L3	L3 L2 L1	20,4

Tablica 2. Napięcie U_0 przy zastosowaniu przeplotu przewodów fazowych w $1/3$ i $2/3$ długości WWLN

Nowoczesna stacja energetyczna SN/nn jako narzędzie do świadczenia usług elastyczności sieci

Adam Babś
Łukasz Kajda
Marcin Tarasiuk
Instytut Energetyki Gdańsk

Mirosław Matuszewicz
Energa Operator

1. Wstęp

W artykule opisano nowatorską stację energetyczną SN/nn stanowiącą podstawowy element infrastruktury sieci średniego napięcia, przeznaczoną do autonomicznego zarządzania podłączoną do niej siecią niskiego napięcia (nn) oraz umożliwiającą świadczenie usług elastyczności sieci.

Jesteśmy świadkami kształtowania się nowego dynamicznego systemu elektroenergetycznego o zmiennych kierunkach przepływu energii z dużym udziałem źródeł odnawialnych. Zarządzanie takim systemem oprócz aktywnego uczestnictwa odbiorców i wytwórców energii wymaga wdrożenia nowych usług i produktów. Jedną z nich jest usługa elastyczności (ang. flexibility) definiowana jako zdolność systemu elektroenergetycznego do reagowania na zmiany zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej w sposób zapewniający bezpieczeń-

stwo dostaw energii i jednocześnie optymalne wykorzystanie jej źródeł, zwłaszcza odnawialnych. Zarówno operatorzy systemów jak i wytwórcy mogą oferować na tworzonego rynku usług elastyczności swój potencjał, zarówno w zakresie dynamicznie zmieniających się warunków przesyłu energii przez elementy sieci, jak i dostosowania produkcji energii do bieżących potrzeb.

Opisane w artykule wyposażenie i funkcje elastycznej stacji SN/nn mają na celu zapewnienie usług, takich jak zwiększona obserwowalność sieci nn, autonomiczne sterowanie i monitorowanie generacji fotowoltaicznej (PV), szybsze wykrywanie awarii, utrzymanie napięcia sieci w dopuszczalnych granicach, zwłaszcza przy dużym nasyceniu PV. Algorytm sterowania napięciem wykorzystuje pomiary napięcia dostarczane do stacji z inteligentnych liczników za pośrednictwem sieci PLC.

2. Wyzwania dla sieci elektroenergetycznych

W czerwcu 2021 udział energii ze źródeł fotowoltaicznych osiągnął ponad 5% produkcji energii, przy ponad 5 GW mocy zainstalowanej. Generacja z fotowoltaiki stała się o połowę tańsza od energii z elektrowni węglowych, a przeciętny koszt wytwarzania energii z fotowoltaiki spadł z poziomu 381 USD/MWh w roku 2010, do około 57 USD/MWh w roku 2020 [1].

Duży i rosnący udział instalacji fotowoltaicznych przy niedostatecznym wyposażeniu sieci średniego i niskiego napięcia oraz stacji rozdzielczych może powodować powstawanie zjawisk prowadzących do zakłóceń jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców [2]. Do najczęściej występujących problemów związanych ze znacznym udziałem źródeł fotowoltaicznych w sieci nn należą m.in.:

- przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć fazowych tj. wzrost napięcia powyżej dozwolonego zakresu przy małym obciążeniu sieci i dużej generacji mocy czynnej oraz niedotrzymanie minimalnej wartości napięcia sieci przy dużym obciążeniu sieci i braku generacji fotowoltaicznej,
- wyłączanie, a następnie załączanie się falowników w mikroinstalacjach PV w sposób spontaniczny i niekontrolowany, powodujące wzrosty i spadki napięcia,
- niesymetria napięć i znaczna wartość prądu w przewodzie neutralnym.

Środkami zaradczymi mogą być m.in. takie działania jak wymiana przewodów na przewody o większym przekroju, regulacja napięcia przy pomocy transformatora SN/nn z podobciążeniowym przełącznikiem zacze- pów (PPZ, ang. OLTC - On-Line Tap Changer), działającego na podstawie pomiarów w głębi sieci. Najbardziej efektywnym mechanizmem mogłoby być aktywne oddziaływanie na falowniki w mikroinstalacjach, jednakże jak dotąd brak regulacji prawnych w tym zakresie.

Nowoczesna stacja energetyczna SN/nn jako narzędzie do świadczenia usług elastyczności sieci

Już obecnie przyłączenie do sieci instalacji fotowoltaicznych, zwłaszcza dużych mocy, napotyka na bariery związane z niedostatecznym stanem sieci średniego i niskiego napięcia oraz stacji rozdzielczych.

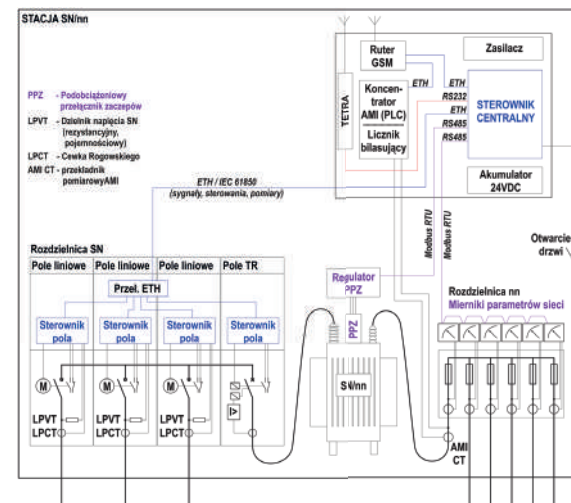
Jednym z kompleksowych rozwiązań jest wdrożenie nowych inteligentnych stacji SN/nn zapewniających zaawansowane monitorowanie sieci niskiego napięcia, wyposażonych w transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zacze- pów oraz układy sterowania wykonujące wyrafinowane algorytmy mogące poprawić zdolność sieci nn do dołączania nowych źródeł. Rozwiązanie takie prowadzi do stworzenia narzędzi umożliwiających w przyszłości świadczenie usług elastyczności.

Opisane w artykule rozwiązanie zostało zaproponowane do wdrożenia w ramach unijnego projektu „Interfejs umożliwiający dostęp do rynku dla elastycznych rozwiązań ekonomicznego zarządzania inteligentnymi sieciami dystrybucyjnymi” będącego elementem unijnego programu Horyzont 2020. W ramach prac w tym projekcie firm: Instytut Energetyki, Energa i Mikronika opracowano i przygotowano do wdrożenia w wybranych lokalizacjach sieci średniego napięcia, o dużym udziale zmiennych odnawialnych źródeł energii, rozwiązania stacji inteligentnych umożliwiających przyszłe świadczenie usług elastyczności poprawiających obserwowalność sieci.

3. Funkcje stacji

Za realizację funkcji stacji odpowiadają algorytmy zaimplementowane w sterowniku centralnym stacji i sterownikach polowych zabudowanych w rozdzielnicach SN Rys. 1. Funkcje sterownika polowego obejmują: trójfazowy pomiar prądu i napięcia SN, detekcję przepływu prądu zwarciowego, sterowanie wyłącznikiem transformatora oraz łącznikami liniowymi. Komunikacja z centralnym sterownikiem stacji realizowana jest zgodnie z normą IEC 61850 [3].

Adam Babś, Łukasz Kajda, Marcin Tarasiuk
Instytut Energetyki Gdańsk
Mirosław Matuszewicz
Energa Operator



Rys. 1 Schemat urządzeń stacji inteligentnej

Sterownik centralny odpowiada za kontrolę napięcia sieci nn i komunikację z systemem SCADA, wykrywanie uszkodzeń wkładek bezpiecznikowych oraz monitorowanie instalacji PV [4].

3.1 Funkcja zdalnej sygnalizacji i sterowania

- Sterowanie rozłącznikiem (otwieranie/zamykanie), sterowanie wyłącznikiem SN w polu transformatorowym (otwieranie tylko w przypadku awarii),
- Pomiar wartości napięć fazowych i prądów wraz z rejestracją po wykryciu zwarcia (rejestrator zakłóceń),
- Testowanie i kasowanie sygnałów z funkcji wykrywania uszkodzeń sieci,
- Odczyt i sygnalizacja zmiany stanu poprzez wysyłanie spontanicznych wiadomości ze znacznikami czasu, które dostarczają takich informacji jak: stan łącznika (otwarty/zamknięty), otwarcie drzwi szafy, działanie zabezpieczenia zasilacza i napędu silnikowego, status napędu silnika, SF6 spadek ciśnienia, zanik zasilania podstawowego z transformatora SN/nn,
- Możliwość zdalnego sterowania pozycją przełącznika zacze- pów (PPZ) transformatora SN/nn.

3.2 Wykrywanie uszkodzeń

Zwarcia doziemne i międzyfazowe w sieciach z dowolnym trybem pracy punktu neutralnego są wykrywane przez sterownik polowy i wysyłany jest odpowiedni komunikat do sterownika centralnego zgodnie z normą IEC 61850 (komunikat GOOSE).

Wykrywanie przepływu prądu zwarciowego międzyfazowego opiera się na kryterium nadprądowym, natomiast przepływ prądu zwarciowego doziemnego – na podstawie kryterium zerowoprądowego i kryteriów admitancyjnych (Y0, G0, B0). W obu przypadkach napięcia pochodzą z dzielników rezystancyjnych lub pojemnościowych (klasyfikowanych jako LPVT, ang. Low Power Voltage Transformer, wg [5]), a prądy z cewek Rogowskiego (LPCT, ang. Low Power Current Transformer [6]).

Pomiary prądów i napięć fazowych są próbkowane z częstotliwością 8 kHz, co umożliwia obliczenie składowej zerowej prądu i napięcia IO, U0 i wykorzystanie tych wartości do określenia kierunku przepływu prądu.

Pomiar przepływu prądu zwarciowego rejestrowany jest w plikach COMTRADE z rozdzielczością 1 kHz wraz z wybranymi sygnałami analogowymi i binarnymi.

3.3 Kontrola napięcia sieci nn i sterowanie podobciążeniowym przełącznikiem zacze- pów

Podstawowym wymogiem funkcjonalnym związanym z kontrolą napięcia jest zapobieganie automatycznemu wyłączaniu się falowników fotowoltaicznych z powodu zbyt wysokiego poziomu napięcia. Operatorzy sieci dystrybucyjnych w Polsce wymagają, aby falowniki wyłączały się w ciągu 3 sekund, gdy napięcie fazowe przekroczy 253 V i natychmiastowego wyłączenia, gdy napięcie przekroczy 264,5 V (15% wartości nominalnej).

Algorytm sterowania napięciem sieci nn wykorzystuje pomiary napięcia

z wybranych inteligentnych liczników zainstalowanych na końcach linii elektroenergetycznych lub w pobliżu miejsc instalacji PV. Mierzone wartości napięć są dostępne w koncentratorze danych (DC, ang. Data Concentrator) AMI zainstalowanym w stacji, który komunikuje się z licznikami w technice PLC (ang. Power Line Communication).

Rozdzielczość czasowa odczytów napięcia powinna odpowiadać zmianom napięcia wywoływanym przez falowniki instalacji fotowoltaicznych. Wahania napięcia odpowiadają aktualnemu poziomowi wytwarzania energii, który z kolei jest proporcjonalny do natężenia promieniowania słonecznego. Wszystkie instalacje PV w innym segmencie sieci nn mają również wpływ na zmiany napięcia, dlatego algorytm sterowania napięciem jako wartość odniesienia przyjmuje trend zmian.

„Wąskim gardłem” działania algorytmu jest czas akwizycji wartości napięcia z inteligentnych liczników, który jest zależny od wydajności sieci PLC i sposobu, w jaki napięcia są zbierane w DC. Model informacji inteligentnego licznika DLMS/COSEM i wartości przypisane kodom OBIS wykorzystywane do pomiaru napięcia pozwalają na pozyskiwanie napięcia następującymi metodami:

- rejestracja zdarzeń, z ustawionymi wartościami progowymi napięcia,
- odczyt chwilowych wartości napięć fazowych,
- odczyt profilu napięciowego o rozdzielczości co najmniej 1 min.

Algorytm ocenia zmierzone wartości i ustawia pozycję zaczepu transformatora. W większości przypadków instalacje fotowoltaiczne są obecne tylko na jednym lub dwóch z 5 do 8 wychodzących linii zasilających nn. Tak więc obniżanie napięcia poprzez zmianę pozycji zaczepu (w dół) w celu utrzymania limitu napięcia na końcach linii z generacją PV może prowadzić do niedopuszczalnego obniżenia napięcia na końcach innych linii, gdzie nie ma instalacji PV. Dlatego należy obserwować trend zmian i szukać rozwiązania „kompromisowego”.

3.4 Komunikacja

Komunikacja pomiędzy sterownikiem centralnym a systemem SCADA wykorzystuje standardowe protokoły komunikacyjne dla energetyki, pozwalające na bezpośrednią integrację sterownika z istniejącymi systemami dyspozytorskimi u polskich operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD, np. Syndis, Windex) DNP 3.0, IEC 60870-5-104. Zarówno moduł komunikacyjny GSM, jak i modem TETRA korzystający z usług SDS lub danych pakietowych obsługują ww. protokoły.

Komunikacja pomiędzy sterownikiem centralnym a sterownikami polowymi w stacji jest zgodna ze standardem IEC 61850. Dla obu typów sterowników opracowano odpowiedni model danych, który odwzorowuje zmienne obiektowe (stany, pomiary, informacje, sterowania) zgodnie ze specyfikacją podaną w normie. Wybrano węzły logiczne reprezentujące informacje o urządzeniu i funkcji automatyki (np. funkcja sterowania i zabezpieczeń CSWI, PTOC) lub jednostka miary (MMXU). Wykorzystywane są zarówno tryby wymiany informacji serwer-klient, jak i publikuj/subskrybuj (wiadomości GOOSE).

4. Rozwiązania sprzętowe inteligentnej stacji

Przykładowe wyposażenie stacji transformatorowej SN/nn przedstawione na Rys.1 obejmuje:

- Obwody pierwotne: transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów, rozdzielnice SN i nn,
- Obwody wtórne: koncentrator danych PLC, sterowniki pól linii SN i sterownik centralny.
- Rozdzielnica SN składa się z trzech pól liniowych i pola TR. Każde pole linowe wyposażone jest w:
- rozłącznik z napędem silnikowym ze stykami sygnalizacji położenia,
- czujniki pomiaru prądu i napięcia (cewki Rogowskiego i dzielniki napięcia montowane w głowicach kablowych).

Pole transformatora zawiera wyłącznik ze stykami sygnalizacji położenia oraz zabezpieczenie autonomiczne, wyposażone w sygnalizację zadziałania dla potrzeb systemu SCADA.

Rozdzielnica nn wyposażona jest w rozłącznik bezpiecznikowy oraz następujące przyrządy zainstalowane w każdym odpływowym polu nn:

- przekładniki prądowe nn zbudowane jako blok do pomiaru prądu trójfazowego 400/5A klasy 0,5S 5VA, instalowane w każdym polu odpływowym (pomiar do wykorzystania przez miernik parametrów sieci),
- wielofunkcyjny miernik (wskaźnik) parametrów sieci podłączony do magistrali RS485 (Modbus RTU) jest okresowo odczytywany przez sterownik centralny. Mierzone wartości: napięcia fazowe i międzyfazowe prądy fazowe, składowa zerowa prądu, częstotliwość, współczynnik mocy, moce czynne, bierno i pozorne fazowe oraz sumy mocy. Opcjonalnie możliwy jest pomiar całkowitego zniekształcenia THDu, THDi, nieparzystych harmonicznych U, I (do 19-tej), energii czynnej, bierno indukcyjnej i pojemnościowej.
- Przekładniki prądowe do pomiaru prądu po stronie nn transformatora, które są źródłem pomiaru prądu dla licznika bilansującego będącego częścią koncentratora danych AMI.

Urządzenia sterujące realizujące wszystkie funkcje stacji elastycznej składają się z jednego centralnego i 4 sterowników polowych tworzących wraz z przełącznikiem Ethernet sieć lokalną IEC 61850. Schemat blokowy sterownika centralnego i jego powiązań ze sterownikami obiektowymi oraz urządzeniami stacijnymi i zewnętrznymi pokazano na Rys. 2.

Sterownik centralny zawiera moduły:

- procesora (CPU)
- wejść/wyjść binarnych (BI/BO), do obsługi sygnałów ogólnych stacji
- modułów komunikacyjnych z łączami szeregowymi (COM) i Ethernet (ETH), za pośrednictwem których sterownik komunikuje się

z systemem dyspozytorskim OSD (SCADA) oraz z urządzeniami stacijnymi.

Komunikacja z OSD realizowana jest kanałami GSM (RUTER) i TETRA. Łącze GSM wykorzystywane jest także dla systemu rozliczeniowego AMI, który odczytuje dane z koncentratora (KONC. AMI), pobierającego w technice PLC informacje z liczników zainstalowanych u odbiorców i prosumentów.

Sterownik centralny zbiera informacje o napięciach w głębi sieci z koncentratora AMI przez łącza ETH rutera. Sterownik przez łącze szeregowe odczytuje pomiary z mierników parametrów sieci nn (UIPQ) zainstalowanych w rozdzielnicach SN. Na podstawie tych pomiarów sterownik wypracowuje nastawę do regulatora PPZ, z którym komunikuje się łączem szeregowym RS485.

Opcjonalnie sterownik może również łączyć się z falownikami prosumenckimi (PV INV) w ich protokole SunSpec (funkcja w fazie przygotowawczej, ze względu na brak regulacji prawnych).

Komunikacja sterownika centralnego ze sterownikami polowymi odbywa się w protokole IEC61850, w sieci Ethernet z użyciem przełącznika sieciowego.

Sterowniki polowe wyposażone są w:

- moduł wejść/wyjść binarnych (BI/BO), do akwizycji sygnałów z pól i sterowania rozłącznikami i wyłącznikami SN
- moduł wykrywania przepływu prądu zwarcowego (FD), w polach liniowych, z wejściami pomiarowymi dla czujników prądu (LPCT) i napięcia (LPVT).

5. Bezpieczeństwo funkcjonalne cybernetyczne i fotowoltaiczne

5.1 Bezpieczeństwo cybernetyczne

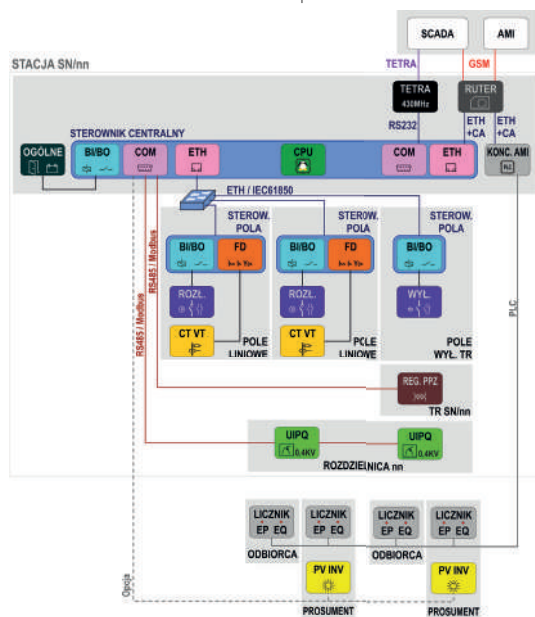
Komunikacja z systemem SCADA spełnia wymagania bezpieczeństwa IT w zakresie uwierzytelniania i szyfrowa-

nia komunikacji zgodnie z normami IEC 62351, a w szczególności:

- ochrona zgodnie z 802.1x (supplicant 802.1x) z uwierzytelnianiem przy pomocy certyfikatu cyfrowego,
- Tworzenie tuneli VPN IPsec w trybie „Zdalny dostęp” (klient-lokacja).
- korzystanie z certyfikatów wydanych przez zewnętrzne biuro certyfikacji (wg standardu X.509),
- zaimplementowany mechanizm wymiany/aktualizacji kluczy publicznych i prywatnych z wykorzystaniem protokołu SCEP.

5.2 Bezpieczeństwo funkcjonalne instalacji PV

Wypożyczenie instalacji PV w możliwość zdalnego monitorowania jej pracy związane jest z dołączeniem do falownika modułu komunikacyjnego, dostarczanego przez producentów falowników. Moduł taki jest za pośrednictwem samego falownika podłączony do sieci energetycznej i może oddziaływać na tę sieć, a jednocześnie jest podłączony do lokalnej sieci prosumentów i wytwórców i dalej, z wykorzystaniem Internetu, z serwerami producentów falowników.



Rys. 2 Struktura układu sterowania

Takie jednoczesne połączenie umożliwia przeprowadzenie cyberataku na niespotykaną dotąd skalę, czego efektem jest:

- a) zakłócanie normalnego ruchu w sieciach lokalnych poprzez przytłoczenie celu lub otaczającej go infrastruktury zalewem ruchu internetowego w wyniku ataku DDoS (ang. distributed denial-of-service),
- b) Odlączenie falowników od sieci elektroenergetycznej i tym samym nagła utrata mocy wytwórczej w wyniku wykonania zdalnego rozkazu wyłączenia instalacji PV lub rozkazu podwyższenia napięcia powyżej normy tj. $1,1U_n = 253 \text{ V}$.

Zagregowany potencjał instalacji prosumenckich w Polsce wynosi obecnie (w3 kwartale 2021 r.) około 5 GW, a jednocześnie wyłączenie tych instalacji może doprowadzić do gwałtownego spadku częstotliwości, a w konsekwencji do utraty stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Skutek takiego zjawiska może mieć podobne konsekwencje jak ubytek w sieci elektroenergetycznej dużego bloku 800-1000 MW.

6. Wniosek

W ostatnich latach obserwowany jest szybki wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Aby sprostać tym nowym wyzwaniom operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) pracują nad opracowaniem i wdrożeniem nowych rozwiązań do efektywnego zarządzania siecią. OSD musi zarządzać ograniczeniami sieci nn, zwiększając poziom monitorowania i kontroli. Nowe rozbudowania Smart Grid są alternatywą dla „tradycyjnej” rozbudowy i wzmocnienia systemu.

OSD może korzystać ze zgromadzonych danych o rozpyłach mocy i zużyciu energii, w szczególności danych pomiarowych z systemu AMI, co może wspierać lokalne zarządzanie energią.

Stacje SN/nn odgrywają kluczową rolę w monitorowaniu i sterowaniu sieciami

średniego i niskiego napięcia, dlatego ważne jest posiadanie nowej inteligentnej stacji. W tych nowych rozwiązaniach inteligentne liczniki stają się również ważnym elementem obserwowalności sieci nn i świadczenia usług elastyczności.

7. Podziękowania

Opisane rozwiązanie elastycznej stacji elektroenergetycznej zostało opracowane i przygotowane do wdrożenia w ramach projektu unijnego „Market enabling the interface to unlock flexibility solutions for cost-effective management of smarter distribution grids”, który otrzymał dofinansowanie z unijnego programu badań i innowacji Horyzont 2020 w ramach umowy o dotację nr 864334.

8. Literatura

- [1] <http://www.rynekinstalacyjny.pl/aktualnosc/id11697,rekordowy-udzial-fotowoltaiki-w-miksie-energetycznym-w-czerwcu-i-lipcu>
- [2] Jiricka, J., Kaspírek, M., Kolar, L., et al.: „Smart Substation MV/LV”. 4th International Conference on Electricity Distribution Glasgow, 12-15 June 2017 Paper 0143
- [3] Morel Q, Cost T.: „IEC 61850 to the service of power system flexibility”, 4th International Conference on Electricity Distribution Glasgow, 12-15 June 2017 Paper 0816
- [4] Noske S., Falkowski D., Babs A.: „Advance Control and Monitoring in Secondary Substation - Project Upgrid”, 4th International Conference on Electricity Distribution Glasgow, 12-15 June 2017 Paper 0839
- [5] PN-EN IEC 61869-11:2018-07, Przekładniki – Część 11: Dodatkowe wymagania dla małej mocy pasywnych przekładników napięciowych
- [6] PN-EN IEC 61869-10:2018-07, Przekładniki – Część 10: Dodatkowe wymagania dotyczące pasywnych przekładników prądowych małej mocy

Projektowanie stacji transformatorowej SN/nn dla fotowoltaiki - wybrane aspekty

Mirosław Schwann
Kentia

1. Wprowadzenie

Rynek fotowoltaiki w Polsce przechodzi od dwóch lat boom rozwojowy. Według danych Agencji Rynku Energii moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce wyniosła na koniec lipca br. ponad 5,6 GW. Udział mocy zainstalowanych źródeł fotowoltaiki we wszystkich źródłach (konwencjonalnych i odnawialnych) wyniósł w lipcu br. 10,6 % [1].

W Polsce coraz częściej doświadczamy ekstremalnych zjawisk pogodowych. Trąby powietrzne, wichury, gwałtowne burze oraz upały są nieodłączną cechą naszej klimatycznej codzienności. Zmieniający się klimat stawia nowe wyzwania przed projektantami sieci średniego napięcia (SN) [2, 3].

Przyjęcie w projekcie właściwej średniej temperatury dla określonej pory roku

skutkuje koniecznością uwzględnienia współczynnika obciążenia transformatora, i w konsekwencji pozwala na dobór stacji transformatorowej średniego napięcia na niskie napięcia (SN/nn) o właściwej klasie obudowy [2, 3].

Ma to ogromne znaczenie przy projektowaniu stacji transformatorowej dla potrzeb fotowoltaiki, w której występuje odmienny przepływ energii elektrycznej od tradycyjnej stacji sieciowej [2, 3].

Współczynnika obciążenia transformatora rozdzielczego SN/nn wynikającego z klasy obudowy nie uwzględniono w żadnym z projektów przeglądanych do tej pory przez autora, co świadczy, że parametr ten nie jest uwzględniany zarówno przez projektantów jak i przez inwestorów [2, 3].

2. Klasa obudowy wewnętrznej stacji SN/nn

W prawidłowo wykonanym projekcie sieci SN konieczna jest weryfikacja klasy obudowy wewnętrznej stacji transformatorowej SN/nn lub właściwy jej dobór.

Klasa obudowy zdefiniowana została, w punkcie 3.112 normy PN-EN 62271-202:2014-12 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 202: Stacje transformatorowe prefabrykowane wysokiego napięcia na niskie napięcie [4], jako różnica przyrostu temperatury między transformatorem w obudowie i tym samym transformatorem na zewnątrz obudowy, w normalnych warunkach pracy określonych w normie. Ponadto w uwadze tej definicji zapisano, że moc i straty - wartości znamionowe transformatora, odpowiadają maksymalnym wartościom znamionowym stacji transformatorowej SN/nn [2, 3, 4].

Dodatkowo należy pamiętać, że moc znamionowa maksymalna stacji transformatorowej jest określona przez maksymalną moc znamionową i straty znamionowe całkowite transformatora rozdzielczego SN/nn, wyznaczonych zgodnie z normą PN-EN 60076-1:2011 Transformatory – Część 1: Wymagania ogólne [5] lub z normą PN-EN IEC 60076-11:2019-01 Transformatory – Część 11: Transformatory suche [6], który przewidziano w projektowanej stacji wewnętrznej SN/nn.

Klasa znamionowa obudowy jest klasą obudowy właściwą dla mocy znamionowej maksymalnej wewnętrznej stacji transformatorowej SN/nn [4]. Wśród kadry inżynierjno-technicznej spółek dystrybucyjnych panuje powszechny pogląd, że wewnętrzną stację transformatorową SN/nn, o danej mocy znamionowej, można obciążyć do takiego poziomu mocy jaki wynika z mocy znamionowej stacji, a nawet dopuszczalne jest jej przeciążenie przez określony czas. Niestety, taki pogląd nie ma potwierdzenia w przedmiotowych

normach. To właśnie klasa obudowy służy do określenia współczynnika obciążenia transformatora i gwarantuje nieprzekroczenie granicznych zakresów temperatur podanych w normie PN EN 60076-1:2011 [5] lub w normie PN EN IEC 60076-11:2019-01 [6] i opisanych w załączniku DD do normy PN EN 62271-202:2014 12 [4].

Zgodnie z zapisami załącznika DD, wynikającymi z zapisów normy [5] i [6], znamionowa moc transformatora odnosi się do średniej rocznej temperatury wynoszącej 20 °C, co odpowiada marginesowi 20 °C do maksymalnej temperatury otoczenia 40 °C. Przyjęcie innych rocznych temperatur i różnych klas obudów wewnętrznych stacji transformatorowych SN/nn wymusza przyjęcie różnych współczynników obciążenia, które należy odczytać z wykresów przedstawionych na rysunkach od DD.1 do DD.9 [4].

Z racji powszechnego stosowania w sieciach dystrybucyjnych transformatorów rozdzielczych olejowych SN/nn, na nich skupiono rozważania w dalszej części artykułu. Współczynnik obciążenia transformatora rozdzielczego olejowego SN/nn (rysunek 1.) wyznacza się w niżej opisany sposób [4]:

- w pierwszej kolejności należy wybrać właściwą krzywą dla dobranej klasy obudowy stacji SN/nn;

- w drugiej kolejności na osi pionowej należy wybrać właściwą średnią temperaturę otoczenia w danym okresie dla konkretnej lokalizacji stacji SN/nn;
- punkt przecięcia linii temperatury otoczenia z krzywą dla dobranej klasy obudowy stacji wyznacza dopuszczalny współczynnik obciążenia transformatora odpowiadający maksymalnej górnej granicy przyrostu temperatury oleju transformatora.

Poniżej wyznaczono, jako przykład, współczynnik obciążenia olejowego transformatora rozdzielczego SN/nn dla dwóch pór roku: zimy i lata, wewnętrznej stacji transformatorowej o klasie obudowy 20.

Projektanci do tej pory, bezkrytycznie

opierając się o zapisy przedmiotowej normy dla stacji wewnętrznych [3], najczęściej przyjmowali, następujące średnie roczne temperatury otoczenia wynoszącą:

- dla zimy – 0 °C,
- dla lata – 20 °C.

Obliczenia wykonywane dla dwóch pór roku wynikały z przyjętego założenia, że maksymalne obciążenie stacji wewnętrznych SN/nn występowało zimą. Dzięki temu, że zimą była niższa średnia temperatura, stację można było bardziej obciążyć, niż w lecie. Od wielu już lat, w strefie klimatycznej, w której położona jest Polska, maksymalne obciążenie wielu stacji wewnętrznych SN/nn występuje nie zimą, lecz latem.

W związku z tym, należy zastanowić się, czy w ogóle w procesie projektowania nie zrezygnować z analizy obciążenia stacji dla zimy, poza szczególnymi przypadkami, dla których obciążenie zimą jest większe niż latem.

Olejowe transformatory dystrybucyjne SN/nn, powszechnie stosowane w kraju, mają dopuszczalny przyrost temperatury oleju-uzwojenia: 60-65 K. Spośród czterech osi pionowych (rysunek 1.) należy wybrać oś właściwą dla takiego przyrostu temperatury. Na tej osi znaleźć przyjętą do projektowania średnią temperaturę otoczenia w ziemi i poprowadzić poziomą linię aż do przecięcia z krzywą dla obudowy o klasie 20 (kolor niebieski). W podobny sposób

należy poprowadzić poziomą linię dla przyjętej do projektowania średniej temperatury w lecie (kolor żółty) [2, 3].

Z krzywych na rysunku wyznaczono poniższe współczynniki obciążenia transformatorów olejowych rozdzielczych SN/nn:

- współczynnik obciążenia o wartości 1 dla zimy, przy założeniu średniej temperatury otoczenia 0 °C;
- współczynnik obciążenia o wartości 0,766 dla lata, przy założeniu średniej temperatury otoczenia 20 °C.

Na tej podstawie wyznaczono dla transformatora olejowego SN/nn o mocy znamionowej 630 kVA, dość powszechnie stosowanego w energetyce, maksymalne obciążenie, przy uprzednio przyjętych średnich temperaturach otoczenia, dla poszczególnych pór roku [2, 3]:

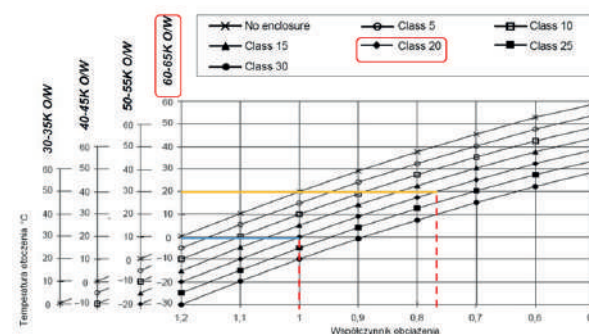
- dla zimy - 630 kVA;
- dla lata - 482,6 kVA.

3. Wyznaczenie średniej temperatury dla lata dla Polski

Warto zastanowić się, czy bezkrytyczne przyjmowanie przez projektantów średniej temperatury otoczenia 20 °C dla lata, wprost z normy, bez weryfikacji rzeczywistych temperatur dla strefy klimatycznej, w której ma znajdować się projektowana stacja jest właściwe?

Do wyznaczenia średniej temperatury dobowej przeanalizowano najgorętszy dzień w 2019 r. i w 2020 r. W roku 2019 rekord ciepła padł 29. czerwca w Głogowie (rysunek 2), z kolei w roku 2020 rekordowy, pod względem ciepła, był 8. sierpnia w Trzebieży (rysunek 3) [2, 3].

Dla rekordowego 29 czerwca 2019 r. średnia temperatura dobowa w Głogowie wynosiła aż 27,42 °C. Dla tej średniej temperatury dobowej maksymalny współczynnik obciążenia wynosi już tylko 0,65. Tak więc wewnętrzną stację transformatorową SN/nn, o mocy znamionowej 630 kVA, wyposażoną w olejowy transformator rozdzielczy o mocy znamionowej 630 kVA, można obciążyć latem dla średniej temperatury dobowej



Rys. 1. Współczynnik obciążenia transformatorów rozdzielczych olejowych SN/nn [4]

wynoszącej około 27,5 °C maksymalną mocą jedynie 410 kVA [2, 3].



Rys. 2. Temperatura w dniu 29 czerwca 2019 r. w Głogowie [7]

Z kolei dla rekordowego 8 sierpnia 2020 r. średnia temperatura dobowa w Trzebieży wynosiła aż 26,58 °C. Dla tej średniej temperatury dobowej maksymalny współczynnik obciążenia wynosi już tylko 0,67. Tak więc wewnętrzną stację transformatorową SN/nn, o mocy znamionowej 630 kVA, wyposażoną w olejowy transformator rozdzielczy o mocy znamionowej 630 kVA, można obciążyć latem dla średniej temperatury dobowej wynoszącej około 26,6 °C maksymalną mocą jedynie 422 kVA [2, 3].



Rys. 3. Temperatura w dniu 8 sierpnia 2020 r. w Trzebieży [7]

Wyliczone średnie temperatury dla wybranych najgorętszych dni w 2019 i 2020 roku znacząco przekraczają temperatury proponowane w normie dla lata. Dlatego też, przy projektowaniu wewnętrżnych stacji transformatorowych SN/nn, właściwe jest przyjmowanie średniej temperatury dla lata wyższej niż podano w normie [4] - co najmniej na poziomie 25 °C. Dla indywidualnych przypadków, z ostrożności, warto zastanowić się nad przyjęciem średniej temperatury dla tej pory roku

nawet 30 °C, biorąc pod uwagę fakt, że maksymalne obciążenie stacji występuje obecnie właśnie latem [2, 3].

4. Wnioski końcowe

Należy bezwzględnie wymagać od projektantów sieci SN weryfikacji klasy obudowy projektowanej wewnętrznej stacji transformatorowej SN/nn lub właściwego jej doboru w każdym projekcie. Należy również bezwzględnie wymagać od projektantów sieci SN uwzględnienia współczynnika obciążenia transformatora rozdzielczego SN/nn w projektowanej stacji.

Ze względu na nieodwracalne zmiany w klimacie należy zweryfikować dotychczasowe założenia w zakresie średnich temperatur do projektowania wewnętrżnych stacji transformatorowych SN/nn, w szczególności dla celów fotowoltaiki, w których występuje odmienny przepływ energii elektrycznej, niż w tradycyjnej stacji sieciowej. Przy projektowaniu tych stacji, właściwe jest przyjmowanie średniej temperatury dla lata wyższej niż podano w normie [4] - co najmniej na poziomie 25 °C. Dla indywidualnych przypadków, z ostrożności, warto zastanowić się nad przyjęciem średniej temperatury dla tej pory roku nawet 30 °C, biorąc pod uwagę fakt, że maksymalne obciążenie stacji występuje obecnie właśnie latem.

Należy poddać pod dyskusję, czy nie ograniczyć projektowania obciążenia stacji jedynie dla lata, poza szczególnymi przypadkami, dla których obciążenie zimą jest większe niż latem.

5. Bibliografia

1. <https://rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce>, data odczytu: 2021-09-30.
2. Schwann M.: Dobór klasy obudowy wewnętrżnych stacji transformatorowych SN/nn, Energia Elektryczna, Wydawnictwo PTPIREE, Poznań 2020, Nr 12, s. 19-20.
3. Schwann M.: Projektowanie wewnętrżnych stacji transformatorowych SN/nn dedykowanych do kompensacji prądów pojemnościowych w głębi sieci i dla fotowoltaiki, Konferencja Naukowo-Techniczna Linie i stacje elektroenergetyczne, 5-6 listopada 2020 r., PTPIREE, konferencja on-line.

4. PN-EN 62271-202:2014-12 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 202: Stacje transformatorowe prefabrykowane wysokiego napięcia na niskie napięcie.
5. PN-EN 60076-1:2011 Transformatory – Część 1: Wymagania ogólne.
6. PN-EN IEC 60076-11:2019-01 Transformatory – Część 11: Transformatory suche.
7. <https://pogoda.interia.pl>, data odczytu: 2021-09-30

Wpływ położenia na obszarze Polski na projektowanie ochrony odgromowej

Stanisław Wojtas
SEP O. Gdańsk

1. Wprowadzenie

Parametry wyładowań atmosferycznych zamieszczone w aktualnie obowiązujących przepisach normalizacyjnych [1] są wynikiem badań prowadzonych w XX wieku. W połowie ubiegłego stulecia nastąpiła znaczna intensyfikacja badań i obserwacji wyładowań z zastosowaniem klidonografów i pręcików magnetycznych, a potem liczników wyładowań atmosferycznych. Dzięki pracom badawczym prowadzonym w latach 1950 - 1970 pod kierunkiem prof. S. Szpora z Politechniki Gdańskiej, Polska była zaliczana do czołówki światowej w badaniach parametrów wyładowań atmosferycznych. Wyniki tych badań były uwzględniane przez CIGRE oraz IEC przy opracowywaniu uzgodnień parametrów prądów piorunowych dla potrzeb normalizacji międzynarodowej [2,3].

Istotnym parametrem dla prawidłowego doboru ochrony odgromowej jest gęstość wyładowań piorunowych, pozwalająca wyznaczyć średnią roczną liczbę groźnych zdarzeń dla chronionego obiektu. W ostatniej dekadzie ubiegłego wieku nastąpił intensywny rozwój technik detekcji oraz analizy numerycznej parametrów wyładowań piorunowych opartych na rejestracji pola elektromagnetycznego emitowanego przez kanał piorunowy. W wielu rejonach świata zainstalowano anteny tworzące sieci lokalizacji wyładowań, wspomagane zwykle przez systemy satelitarne. Dane z tych rejestracji mogą być istotnym elementem poprawiającym proces projektowania instalacji piorunochronnych chronionych obiektów.

2. Gęstość wyładowań atmosferycznych

Wstępną czynnością na etapie projektowania ochrony odgromowej obiektu jest wyznaczenie elementu R, który jest wartością prawdopodobnych średnich strat w roku dla każdego typu straty w danym obiekcie. Zgodnie z normą [1] ryzyko sumaryczne R wynika z następujących elementów składowych:

- R1: ryzyko utraty życia ludzkiego,
- R2: ryzyko utraty usługi publicznej,
- R3: ryzyko utraty dziedzictwa kulturowego,
- R4: ryzyko utraty wartości ekonomicznej.

Poszczególne rodzaje ryzyka to suma odpowiednich komponentów składowych, a każdy z nich może być oszacowany za pomocą poniższego równania:

$$R_x = N_x \times P_x \times L_x \quad (1)$$

gdzie N_x oznacza spodziewaną średnią roczną liczbę wyładowań piorunowych oddziałujących na obiekt oraz jego urządzenia i instalacje zewnętrzne, P_x – prawdopodobieństwo uszkodzenia obiektu lub nietolerowanego zakłócenia pracy urządzenia, L_x – wynikowa strata ekonomiczna.

Równanie (1) wskazuje, że znajomość aktywności burzowej jest ważnym elementem służącym do określenia średniej sumarycznej straty rocznej R w analizowanym obiekcie, ponieważ wartość N_x może być wyznaczona jako:

$$N_x = N_g \times A_{d/b} \times C_{d/b} \quad (2)$$

gdzie N_g oznacza gęstość doziemnych wyładowań piorunowych w danym rejonie, $A_{d/b}$ – powierzchnię zbierania chronionego obiektu [m^2], $C_{d/b}$ – współczynnik wynikający z położenia obiektu.

Aktywność burzowa określona jest jako gęstość wyładowań N_g , tj. liczba wyładowań piorunowych na km^2 w ciągu roku. Według normy [1] ta gęstość po-

winna wynikać z informacji sieci rejestrujących. Przy braku takich informacji, do określenia gęstości wyładowań wspomniana norma dopuszcza wzór:

$$N_g = 0,1 \times T_d \quad (3)$$

gdzie: T_d oznacza liczbę dni burzowych w roku, która jest określana przez mapy izokerauniczne.

W polskiej praktyce projektowej większość projektantów posługuje się określonymi w normie PN-86/E-05003/01 danymi dla obszaru Polski uwidocznionymi na rys. 1 i wartość gęstości N_g przyjmowana jest jako 1,8 dla obszaru północnego i 2,5 dla południowego. Przytoczone gęstości wyładowań zostały określone na podstawie badań prowadzonych w ubiegłym wieku. W ostatnich dekadach można zauważyć dość istotne zmiany klimatyczne, a zwłaszcza wzrost średniej temperatury na naszej planecie. Takie zjawisko, zdaniem naukowców zajmujących się badaniem fizyki atmosfery, powoduje wzrost intensywności wyładowań atmosferycznych, np. wzrost średniej temperatury na ziemi o $10^\circ C$ skutkuje wzrostem liczby wyładowań atmosferycznych o nawet 50 – 100% [6]. Wobec tego należy przypuszczać, że poziom gęstości wyładowań określony kilkadziesiąt lat temu i ciągle aprobowany przez współczesne polskie przepisy, dziś może okazać się jako niedoszacowany.

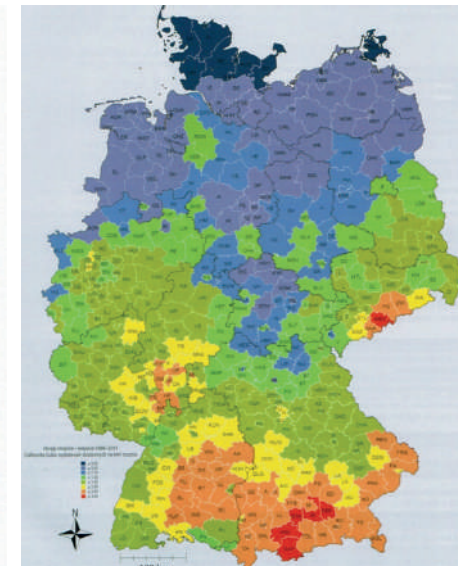
Ponadto współczesne metody detekcji wyładowań pozwalają na bardziej skomplikowane różnicowanie statystyki wyładowań na terenie danego kraju. Przykładem takiego podejścia są Niemcy, gdzie w załączniku do normy DIN-EN 62305-2:2013 znajduje się mapka pokazana na rysunku 2 [4].

3. Ocena wpływu gęstości na projektowanie ochrony odgromowej

W celu weryfikacji uwag zawartych w poprzednim rozdziale wykorzystano dane gęstości wyładowań doziemnych dotyczące Polski, a zarejestrowane



Rys. 1. Współczynnik obciążenia transformatorów rozdzielczych olejowych SN/hn [4]



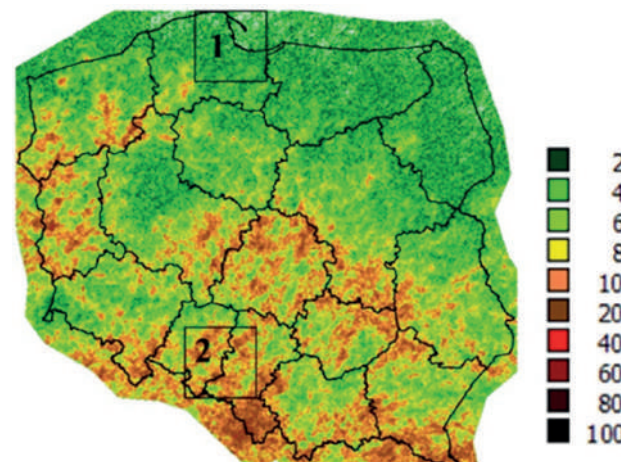
Rys. 2. Gęstość wyładowań na terenie Niemiec – średnia z lat 1999 – 2011 [4]

i udostępnione przez system LINET z siedzibą w Monachium. Na rysunku 3 zamieszczono mapę Polski z naniesionymi średnimi rocznymi gęstościami wyładowań atmosferycznych wyznaczonymi na podstawie danych z lat 2010 – 2019, tj. w okresie 10 lat. Roczna gęstość wyładowań widoczna na mapie odpowiada barwom widocznym na zamieszczonej na rysunku legendzie i jest wyrażona w liczbie wyładowań przypadających na $1 km^2$ średnio w ciągu 1 roku.

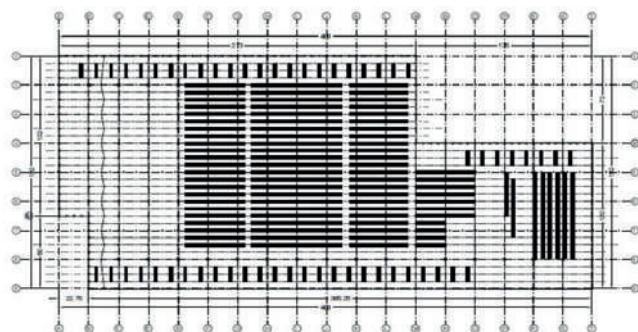
Na mapie są widoczne dwa obszary o wymiarach $100 \times 100 km$, czyli każdy o powierzchni $10000 km^2$. Obszar oznaczony jako 1 jest położony w rejonie Gdańska i średnia roczna gęstość wyładowań wynosi tam 2,5, a na obszarze 2 na granicy województw opolskiego i śląskiego gęstość wyładowań sięga wartości 10,9. Podczas obliczeń można było zauważyć większą gęstość wyładowań w 5-letnim przedziale czasowym 2015 – 2019 w porównaniu do okresu lat 2010 – 2014, co wskazuje na stopniowy wzrost liczby wyładowań ostatnim dziesięcioleciu.

Dla sprawdzenia wpływu położenia na obszarze Polski na projektowanie ochrony odgromowej przeprowadzono obliczenia ryzyka wystąpienia szkody i wymaganego poziomu ochrony dla tego samego obiektu położonego na obu wskazanych obszarach. Obiektem jest hala magazynowa wysokiego składowania o wymiarach ok. $200m \times 410m \times 12,5m$, której rzut jest widoczny na rysunku 4. Hala jest pomieszczeniem suchym, wolnym od

Rys. 3. Mapa obrazująca średnią roczną gęstość wyładowań doziemnych wraz z zaznaczonymi obszarami, z których każdy ma powierzchnię $10000 km^2$ [5]



nadmiernego pyłu i oddziaływań chemicznych. Zwarta, jednorodna bryła wieloprzestrzenna. Konstrukcja budynku w postaci ram o słupach żelbetowych, słupach stalowych i stalowych kratownicach stropodachu. Stalowe kratownice stropodachu stanowią ramy konstrukcyjne, a ściany zewnętrzne w formie lekkiej obudowy kasetonami z blachy stalowej i usztywniających elementów prefabrykowanych betonowych mające funkcje wyłącznie osłonową. Zasilanie hali jest realizowane kablem w ziemi o długości linii 700m. Do obliczeń założono, że w obiekcie może przebywać od 100 do 1000 osób, co jest klasyfikowane jako średni poziom paniki. Analizowana hala wyposażona jest w stałe automatycznie działające instalacje gaszące i automatyczne instalacje alarmowe. W obliczeniach ryzyka założono brak ekranowania zewnętrznego budynku.



Rys 4. Rzut poziomy i wymiary analizowanej hali

Obliczenia wymaganego poziomu ochrony odgromowej zostały przeprowadzone przy wykorzystaniu programu DEHNsupport, co pozwoliło na ich realizację w sposób możliwie obiektywny. Poniżej przedstawiono następujące 4 warianty obliczeniowe:

- **wariant 1** uwzględniający gęstość wyładowań 1,8/km²/rok charakterystyczną dla północnego obszaru Polski zgodnie z aktualnymi przepisami,
- **wariant 2** - gęstość wyładowań 2,5/km²/rok charakterystyczną dla południowego obszaru Polski zgodna z aktualnymi przepisami,
- **wariant 3** uwzględniający gęstość

wyładowań 2,5/km²/rok obliczoną dla obszaru oznaczonego na rys. 3 numerem 1,

- **wariant 4** uwzględniający gęstość wyładowań 10,9/km²/rok obliczoną dla obszaru oznaczonego na rys. 3 numerem 2.

Rezultaty obliczeń wymaganego poziomu ochrony odgromowej dla wyżej opisanych wariantów zostały zestawione w Tabelcy 1.

Wariant obliczeń	Obliczona klasa LPS	Gęstość wyładowań	Podstawa obliczeń
1	IV	1,8	norma
2	IV	2,47	rejestracja
3	IV	2,5	norma
4	II	10,94	rejestracja

Tabela 1. Wyniki obliczeń poziomu LPS dla poszczególnych wariantów

Przeprowadzone obliczenia wskazują, że projektowanie w oparciu o gęstości wyładowań atmosferycznych ustalone latach 70-tych ubiegłego wieku może prowadzić do obniżania kryteriów oceny ryzyka wystąpienia szkody. Wyznaczony na podstawie takich obliczeń poziom ochrony od wyładowań systemu ochrony może okazać się mało skuteczny w obliczu wzrastającej gęstości wyładowań atmosferycznych w niektórych rejonach Polski.

4. Wnioski

Współczesne metody rejestracji wyładowań atmosferycznych wskazują, że wraz z podwyższaniem się średniej temperatury rośnie liczba wyładowań na ziemi. Wraz z tym zjawiskiem wzrasta zagrożenie obiektów uszkodzeniami wskutek tych wyładowań. Wobec tego powszechnie stosowane w Polsce dane gęstości wyładowań określone około pół wieku temu powinny zostać zweryfikowane w oparciu o wyniki współczesnych rejestracji wyładowań atmosferycznych.

Zaprezentowane przykładowe wyniki rejestracji wyładowań wskazują na duże zróżnicowanie gęstości wyładowań na obszarze Polski. Wobec tego

ewentualne nowe wytyczne dotyczące gęstości wyładowań powinny uwzględniać zjawisko różnicowania intensywności wyładowań na terenie kraju w szerszym zakresie, niż to jest praktykowane obecnie. Artykuł należy zakończyć krótkim podsumowaniem zawierającym najważniejsze wnioski, jak również ewentualne możliwości praktycznego wykorzystania przedstawionych zagadnień.

5. Bibliografia

1. PN-EN 62305-2:2008 Ochrona odgromowa część 2: Zarządzanie ryzykiem.,
2. S. Szpor, E. Dydkowski, "Observations et enregistrements sur les paratonnerres ruraux de type léger". 7-th ICLP, Arnhem 1963..
3. S. Szpor, "Comparison of Polish versus American Lightning records". IEEE PAS-88, No 5, 1969.
4. Dehn - Poradnik ochrony odgromowej - tłumaczenie i adaptacja niemieckiego wydania trzeciego poprawionego, 2019.
5. Paweł Nowak, Analiza wpływu wyników rejestracji wyładowań atmosferycznych na obszarze Polski na projektowanie ochrony odgromowej, Praca magisterska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska, 2021.
6. Colin Price, Thunderstorms, Lightning and Climate Change, 29 ICLP, Uppsala, 2008.
7. Markowska R, Sowa A.: Ochrona odgromowa obiektów budowlanych, Zeszyt dla elektryków - nr 6, Dom Wydawniczy MEDIUM, Wydanie II, Warszawa 2014.

Zasady montażu instalacji fotowoltaicznych według obowiązujących przepisów i norm

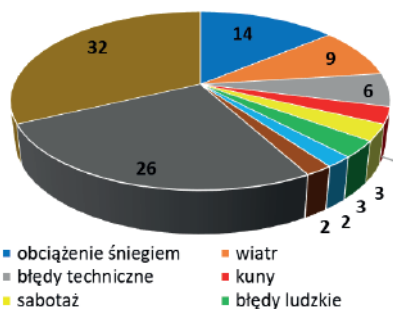
Konrad Seklecki
Marek Olesz
Politechnika Gdańska

1. Wstęp

W Polsce od początku 2019 roku do końca II kwartału 2021 roku odnotowano lawinowy, 10 – krotny wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych o niewielkich mocach do 10 kW instalowanych w gospodarstwach domowych. Przy tak dużym wzroście zapotrzebowania na usługę montażu instalacji fotowoltaicznej zdarza się, że firmy korzystają z niewykwalifikowanych pracowników. Brak poprawnego wykonania na etapie montażu, a następnie niedokładne odbiory techniczne mogą powodować liczne problemy w późniejszym użytkowaniu instalacji, a w skrajnych wypadkach nawet uszkodzenie części lub całej instalacji, wraz z budynkiem i/lub jego wyposażeniem. Tego rodzaju przypadki – jak np. pożar lub zwarcie wewnętrzne, w konsekwencji mogą

powodować wysokie straty finansowe dla gospodarstwa, a w skrajnym wypadku zagrażać bezpieczeństwu osób (rys. 1).

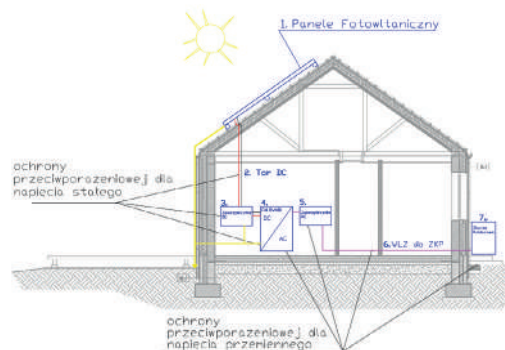
Instalacja fotowoltaiczna (rys. 2) składa się z urządzeń elektrycznych takich jak: panele fotowoltaiczne (1), okablowanie (2), urządzenia typu falowniki (4) wytwarzające napięcie AC z napięcia stałego DC oraz zabezpieczenia po stronie DC (3) i AC (5), kabla WLZ (6) do złącza kablowo pomiarowego (7). Elektrycy wykonujący instalacje fotowoltaiczne powinni posiadać uprawnienia kwalifikacyjne E do 1 kV lub bez ograniczeń napięciowych w grupie 1: Urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne wytwarzające, przetwarzające i zużywające energię elektryczną w zakresie: obsługi, konserwacji, eksploatacji i montażu.



Rys. 1. Przyczyny uszkodzeń (w [%]) dla instalacji fotowoltaicznych w Niemczech

Dodatkowo monter instalacji fotowoltaicznych może wystąpić do Urzędu Dozoru Technicznego o wydanie certyfikatu, który potwierdza posiadanie kwalifikacji do instalowania instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym systemów fotowoltaicznych. Certyfikat posiadający 5-letni okres ważności jest wydawany na podstawie odpowiedniego wykształcenia poświadzonego dyplomem zawodowym, kwalifikacji zawodowych lub ukończenia odpowiedniego kierunku szkoły wyższej. W przypadku osób nie posiadających odpowiedniego wykształcenia wymaga odbycia szkolenia w ośrodku akredytowanym przez UDT, a następnie zdania egzaminu z wiedzy teoretycznej i praktycznej [21].

Opcjonalnie oczekuje się od montera udokumentowanego szkolenia odbytego u producentów z montażu urządzeń określonego typu. W przypadku objęcia wykonywanej instalacji procedurą budowlaną (np. pozwolenie na budowę) wszystkie prace powinny być nadzorowane przez kierownika posiadającego uprawnienia budowlane w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych dla domków jednorodzinnych i instalacji. Dodatkowo pracownicy wykonujący pomiary/badania pomontażowe powinni posiadać uprawnienia kwalifikacyjne D w Grupie 1: Urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne w zakresie: kontrolno-pomiarowym [15].



Rys. 2. Schemat instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej w wolnostojącym budynku

2. Wytyczne do montażu dla instalacji fotowoltaicznych

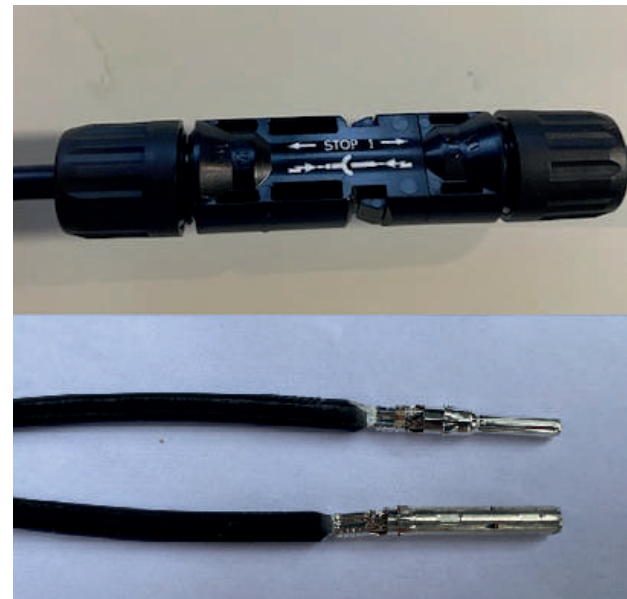
Wykonana instalacji fotowoltaicznych musi spełniać wymagania techniczne określone w obowiązujących normach i przepisach prawa polskiego, w tym w szczególności wynikających z Prawa Budowlanego [4], odpowiednich rozporządzeń [5, 13] oraz dokumentów Operatorów Sieci Dystrybucji, "Kryteria przyłączania oraz wymagań technicznych dla mikro instalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego" wynikających z wytycznych podanych w [21]. Wymagane techniczne podzielono na następujące grupy, które opisano poniżej:

- przewody w instalacji PV,
- łączenia modułów w instalacji,
- montaż falownika,
- montaż modułów fotowoltaicznych,
- montaż skrzynek zabezpieczających DC/AC.

2.1. Przewody instalacji PV

Zgodnie z wymaganiami [1, 2, 3], zasadami wiedzy technicznej [14] oraz dokumentacjami technicznymi producentów przewodów w instalacjach fotowoltaicznych należy stosować:

- przewody DC solarne wykonane z materiałów ustalonych w dokumencie PN-EN 60216 Materiały elektroizolacyjne -- Oznaczanie ciepłoodporności,
- przewody atestowane do pracy przy



Rys. 3. Przykład złącza MC4

napięciach stałych do 1000 V, które posiadają odpowiednie dopuszczenia wydane przez jednostki certyfikujące,

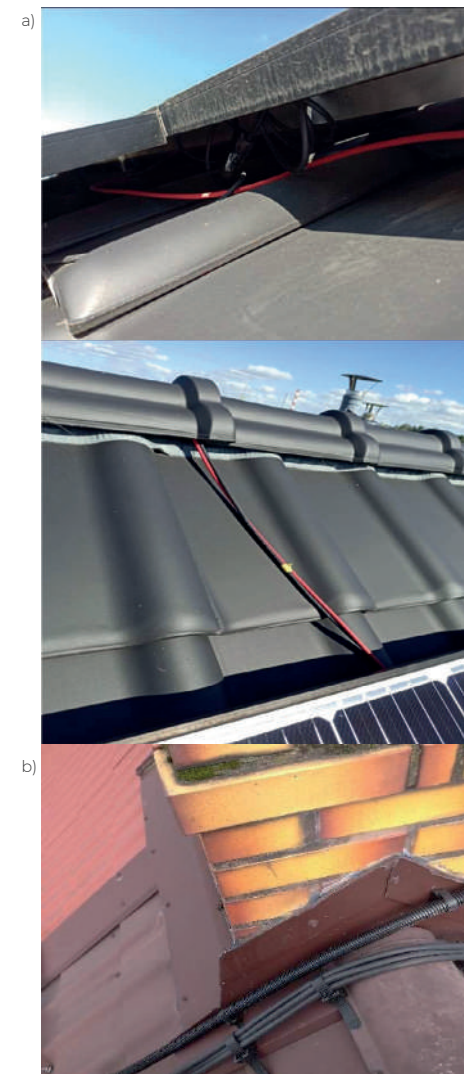
- w miejscach narażonych na działanie promieniowania słonecznego przewody, które są prowadzone w odpornej na promieniowanie ultrafioletowe (UV) trasie kablowej, wykonanej na przykład z rury karbowanej, koryt elektrycznych, itp.

- prowadzenie w rurkach elektroinstalacyjnych lub listwach/kanalach instalacyjnych w przypadku przewodów prowadzonych na zewnątrz oraz wewnątrz budynku,
- przewody prądu stałego przy podłączeniach w rozdzielniach oznakowane kolorami (czerwony „+”, czarny bądź niebieski „-”) i oznakować etykietami „+/-”.
- kable DC prowadzone w niewielkim odstępie, tak, aby nie tworzyć pętli indukcyjnych,
- wymagania dotyczące prowadzenia instalacji elektrycznej, np. prowadzenia przewodów równoległe i prostopadłe do ścian, zachowania wymaganych przepisami odstępów od innych instalacji (np. zaleca się aby kable prądu stałego nie dotykały w żadnym miejscu instalacji gazowej),
- przewody po stronie AC i DC, wyko-

nać stosowne oznaczanie instalacji + (np. kabel +/-, rodzaj zabezpieczeń, oznakowanie urządzeń pod napięciem elektrycznym oznakowanie BHP),

- przewody po stronie AC i DC zaleca się prowadzić w wydzielonych korytkach kablowych, po stronie AC nie należy stosować przekroju przewodu mniejszego niż 4 mm².
- złącza MC4 (rys. 3) oraz przewody DC umieszczone nad modułami prawidłowo przymocowane do konstrukcji opaskami zaciskowymi odpornymi na promieniowanie UV.

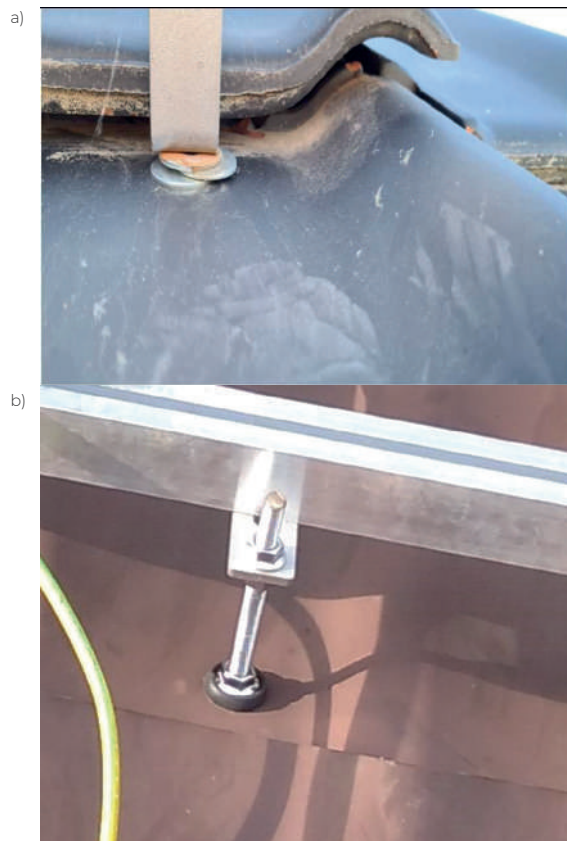
Rys. 4. Przykład a) nieprawidłowego, bez mocowania prowadzenia przewodów na dachu budynku, b) rozwiązanie prawidłowe



Na rysunku 4 pokazano przykłady błędnych i prawidłowych rozwiązań montażowych – głównie w zakresie prowadzenia i mocowania przewodów. Pokazane sytuacje poprzez dopuszczenie przesuwania się przewodów i rozwiązań z istniejącymi wstępnymi naprężeniami mogą w dalszych etapach eksploatacji wprowadzać wadliwe połączenia, bądź prowadzić do utraty ciągłości i izolacji przewodów.

2.2. Łączenia modułów w instalacji

Łączenie modułów w instalacji powinno być zrealizowane w sposób zapewniający prawidłową pracę całej instalacji: napięcie i natężenie prądu płynące z obwodów modułów PV nie może przekraczać maksymalnych wartości określonych w danych technicznych



Rys. 5 a) Nieprawidłowy montaż bezpośredni do konstrukcji powodujący naprężenia, b) rozwiązanie prawidłowe

montowanego inwertera. Zastosowane typy połączeń modułów wymuszają zgodnie z wytycznymi projektowymi napięcia i natężenia prądu włączonych obwodach według poniższych zasad:

- szeregowo połączenie modułów – napięcia poszczególnych modułów sumują się, całkowite natężenie prądu wynika z danych katalogowych pojedynczego modułu,
- równoległe połączenie modułów – natężenia prądu poszczególnych modułów sumują się, całkowite napięcie wynika z danych pojedynczego modułu.

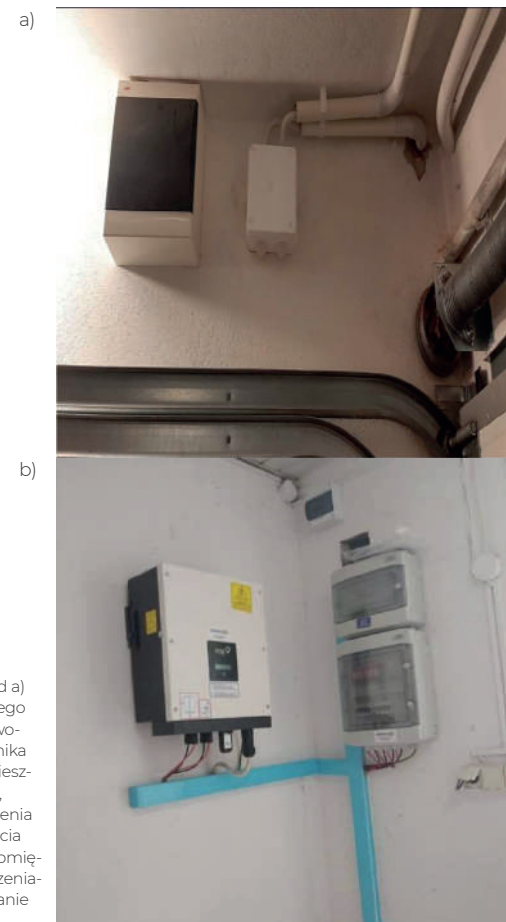
W przypadku stosowania połączeń modułów w łańcuchy należy unikać tworzenia pętli przewodów, w których mogłoby się indukować napięcie. W celu uniknięcia wewnętrznej indukcji należy prowadzić przewód dodatni, ujemny oraz ochronny (PE) razem w niewielkiej odległości. W instalacji należy unikać zwijania nadmiaru przewodów w pętle i krzyżowania przewodów, w tym szczególnie z przewodami instalacji odgromowej. Dodatkowo moduły powinny zostać zamocowane mechanicznie w pewny sposób, tak aby wykluczyć skutki parcia wiatru oraz ciężaru instalacji na konstrukcję dachową (rys. 5).

2.3. Montaż falownika

Montaż falownika może być wykonany jedynie na podstawie dokumentacji techniczno – ruchowej producenta falownika (np. [19, 20] przez wykwalifikowany personel, zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami - przykład prawidłowego montażu pokazano na rys. 6b).

Przy montażu falowników należy zwrócić szczególną uwagę na poniższe elementy:

- falownik powinien zostać zamontowany w miejscu zacienionym, nie powinien być oświetlony bezpośrednio przez słońce, dodatkowo należy unikać pomieszczeń niewentylowanych o dużym stopniu nagrzewania lub lokalizacji bezpośrednio nad innymi działającymi urządzeniami elektrycznymi produkującymi ciepło,
- należy zachować odstępy wentylacyj-



Rys. 6. Przykład a) nieprawidłowego łączenia przewodów od falownika do RG w pomieszczeniu garażu, brak uszczelnienia miejsca przejścia przewodów pomiędzy pomieszczeniami, b) rozwiązanie prawidłowe

ne i inne wytyczne montażowe zgodnie z informacjami wskazanymi w instrukcji montażu / obsługi producenta,

- falownik nie może znajdować się w miejscach zawilgoconych, nie być montowany na strychu, na powierzchniach łatwopalnych oraz w miejscach, gdzie jest bezpośrednio narażony na niekorzystne warunki atmosferyczne,
- wyświetlacz falownika należy umieścić na wysokości oczu, czyli w odległości 160-180 cm od ziemi,
- w przypadku montowania kilku urządzeń zabrania się montowania jednego falownika bezpośrednio nad drugim, a jeżeli są montowane obok siebie to należy zachować odpowiedni dystans między nimi,
- falownik musi być uruchomiony przez Instalatora, który jest zobowią-

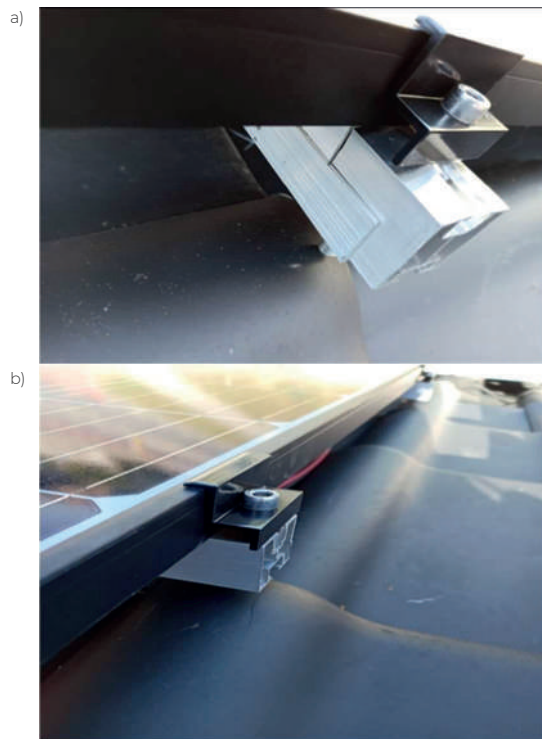
ny przeszkolić użytkownika z obsługi podstawowych funkcji montowanego urządzenia,

- uziemienie inwertera, obudowy inwertera, skrzynki AC i DC należy wykonać przewodem 16 mm² do szyny głównej,
- szynę główną należy uziemić przewodem 16 mm² do dodatkowego uziomu sztucznego lub istniejącego uziemienia budynku, o ile spełnia ono odpowiednie parametry.

2.4. Montaż modułów fotowoltaicznych

Uchwyty mocujące muszą być rozmieszczone w odpowiednich strefach modułu, zgodnie z wytycznymi producenta (np. [18]). Zazwyczaj, licząc od krawędzi, jest to strefa od 0,125 do 0,25 długości dłuższego boku modułu. Moduł mocowany do szyny musi mieć minimum 4 punkty podparcia. Nie dopuszczalne jest dociskanie modułu uchwytem, jeżeli nie dotyka on swobodnie szyny. Przykręcanie śrub mocujących moduł, czy to bezpośrednio do szyny, czy za pośrednictwem uchwyty, powinno odbywać się z odpowiednim momentem (zazwyczaj 8 – 15 Nm) podanym przez producenta w dokumentacji techniczno - ruchowej. Dokręcanie z równomierną siłą gwarantuje właściwe rozłożenie naprężenia w module, zmniejsza ryzyko powstania mikropęknięć oraz zapewnia spełnienie warunków gwarancji producenta, które są podstawą do ewentualnych roszczeń w przypadku uszkodzenia panela. Stosowane uchwyty muszą charakteryzować się odpowiednio dużą wytrzymałością na rozciąganie: minimum 190 MPa przy granicy sprężystości – 200 MPa.

Niedopuszczalne jest wykonanie miejsca połączeń profili nośnych, np. pomiędzy modułami lub zbyt blisko końca profili nośnych, gdyż może to powodować deformację całej konstrukcji pod wpływem dodatkowego obciążenia śniegiem lub wiatrem (rys. 7). Poziomowanie modułów – konstrukcja wsporcza powinna zostać wypoziomowana wzdłuż profili.



Rys. 7. a) nieprawidłowy montaż panelu na konsoli wykonanej z dwóch części, b) nieprawidłowa lokalizacja otworu w konsoli (zbyt blisko krawędzi)

Poszczególne rzędy profili muszą być zamontowane na tej samej wysokości, tak by powierzchnie górne modułów znajdowały się w jednej płaszczyźnie. Innymi słowy wszystkie moduły muszą być ułożone optycznie równo względem siebie zarówno w pionie jak i w poziomie.

Wybierając system i sposób, montażu należy pamiętać, aby zachować minimum 6 - 10 cm wolnej przestrzeni między najniższym elementem modułu a najwyższym dachu. Przestrzeń ta jest niezbędna do wentylacji modułu i jego naturalnego chłodzenia. Przy montażu modułów na dachu należy zachować minimum 30-35 cm odstępu między końcem ostatniego rzędu modułów a krawędzią dachu. Odstęp ten jest niezbędny, aby woda spływająca po modułach trafiała do rynny. W przypadku montażu na gruncie należy zachować niezbędną przestrzeń między ostatnim rzędem modułów a grun-

tem. Przestrzeń ta potrzebna jest, aby w zimę spływający i tworzący zaspy śnieg nie zasłaniał ostatniego rzędu modułów. W porze letniej zbyt niskie usytuowanie utrudnia np. koszenie trawy, co wymusza minimalną lokalizację na wysokości 50 – 60 cm. W przypadku montażu modułów na konstrukcji naziemnej w układzie „jeden na drugim” skrzynki przyłączeniowe zawsze muszą znajdować się na górze modułu, aby unikać zaciekania wodą.

Należy zachować ciągłość galwaniczną pomiędzy modułami względem siebie (wyrównanie potencjałów modułów) oraz pomiędzy modułami a konstrukcją (uziemiaenie konstrukcji).

W przypadku montażu modułów na dachu skośnym budynku zalecany dystans między uchwytami montażowymi (typu S) modułów wynosi 100 centymetrów.

Podczas prac należy szczególnie uważać na szczelność połączeń dachowych, a wszelkie zaistniałe uszkodzenia, które powstały podczas montażu należy naprawić przez:

- właściwe dokręcenie gumowych uszczelnień w miejscach montażu śrub dwugwintowych,
 - stosowne uszczelnienie za pomocą taśmy dekarzkiej, uszczelnianca dekarzkiego, lepiku dekarzkiego miejsc naruszenia szczelności połączeń.
- Przy każdej instalacji modułów należy stosować konkretne wytyczne producenta w zakresie montażu na danym rodzaju konstrukcji.

2.5. Montaż skrzynek zabezpieczających DC/AC

W warunkach zewnętrznych oraz wilgotnych muszą być montowane rozdzielnice DC/AC posiadające stosowne certyfikaty i aprobaty w stopniu ochrony IP65, w innych przypadkach sugeruje się stosowanie IP44. Przewody doprowadzone do rozdzielnic należy zaciskać we właściwych tulejach zaciskowych. Nie dopuszcza się „skręcania przewodów” oraz naciągania kabli. Kable i przewody nie

mogą być zbyt mocno przykręcone lub zbyt mocno dociśnięte. Dodatkowo wszystkie przewody wprowadzane i wyprowadzane z rozdzielnic natynkowych muszą przechodzić przez dławiki kablowe o odpowiednim stopniu IP. Wewnętrzne okablowanie w skrzynce należy wykonać w sposób staranny i niestwarzający niebezpieczeństwa pożaru lub porażenia. Wszystkie żyły PE, przewody połączeń wyrównawczych – głównych i miejscowych oraz ekranów kabli muszą być przyłączone do głównej szyny wyrównawczej. Zastosowane w rozdzielnicach zabezpieczenia DC i AC powinny wynikać z obliczeń projektowych [6-10, 12]. Zabezpieczeń AC i DC nie należy montować na jednej szynie w skrzynce z zabezpieczeniami.

Należy pamiętać o prawidłowym połączeniu do przewodu ochronnego lub głównych bądź miejscowych szyn wyrównawczych ograniczników przeciwprzepięciowych. Skrzynki DC/AC powinny znajdować się na wysokości 1,1–1,85 m od podłogi, w miejscu umożliwiającym łatwy dostęp w razie potrzeby nagłego wyłączenia całej instalacji, zamknięcia wyłącznika po samoczynnym otwarciu bądź okresowego sprawdzania stanu wyłączników różnicowoprądowych.

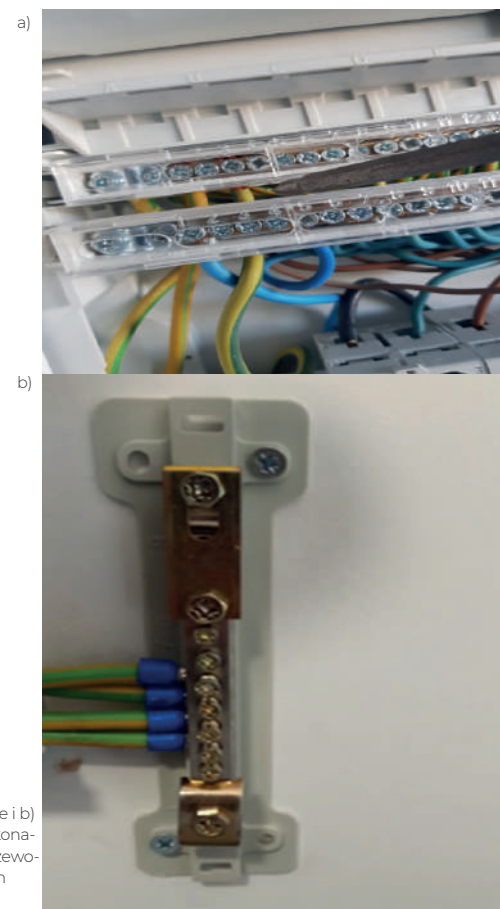
Wszystkie elementy instalacji muszą być zamontowane w pobliżu inwertera, należy unikać łączenia instalacji AC i DC w osłonach. Wszystkie przewody +/- połączone do inwertera muszą być oznaczone etykietami „nie rozłączać, pod obciążeniem”, aby nie spowodować zapłonu łuku elektrycznego.

3. Pomiary

Po wykonaniu wszystkich instalacji należy wykonać oględziny, badania i pomiary końcowe: rezystancji izolacji, ochrony od porażenia, badania obciążenia na poszczególnych obwodach, badania pomontażowe rozdzielnic i wszystkie niezbędne próby i testy zainstalowanych urządzeń. Zakres pomiarów i testów wykonanej instalacji należy przeprowadzić zgodnie z wytycznymi, zawartymi w dokumentacji technicznej producenta, które powinny być zgodne z wymaganiami norm [11, 16, 17].

Norma [16] dotyczy bezpośrednio instalacji fotowoltaicznych i w ramach procedur odbiorczych proponuje:

- oględziny (kontrola techniczna dachu i ocena wpływu konstrukcji wsporczej i modułów na konstrukcję dachu, przegląd elementów mocujących – pęknięcia, uszkodzenia, sprawdzenie prawidłowości montażu okablowania i ochrony przed skutkami cieplnymi, sprawdzenie prawidłowości doboru elementów instalacji i ich zabezpieczeń, sprawdzenie prawidłowości oznaczenia przewodów neutralnych i ochronnych, sprawdzenie oznakowania instalacji, sprawdzenie poprawności połączeń przewodów,



Rys. 8. a) wadliwe i b) prawidłowe wykonanie połączeń przewodów ochronnych w rozdzielnicy

sprawdzenie prawidłowego i kompletnego oznaczenia obwodów bezpieczników, łączników, zacisków),
- pomiary podstawowe (sprawdzenie polaryzacji, ciągłości przewodów, rezystancji izolacji po stronie DC i AC, rezystancji uziemienia, impedancji pętli zwarcia po stronie AC oraz napięć i prądów poszczególnych częściach instalacji - napięcia obwodu otwartego i prądu zwarcia modułów oraz prądów w obwodach wejściowych i wyjściowych falownika),
- pomiary dodatkowe.

Badania powinny zostać wykonane przy natężeniu promieniowania słonecznego w zakresie 700 W/m², a minimum 400 W/m², zakończone próbą funkcjonalnego działania poszczególnych elementów instalacji. Pomiary dodatkowe, opcjonalne obejmują wyznaczenie charakterystyk prądowo – napięciowych poszczególnych paneli oraz analizę rozkładu temperatury metodą termowizyjną.

Protokół z badań odbiorczych podpisany przez osobę odpowiedzialną za jego przygotowanie powinien zawierać opis poszczególnych metod pomiarowych, odpowiednie wartości referencyjne oraz przede wszystkim wynik przeprowadzonych oględzin i badań – pozytywny lub negatywny. W przypadku wyniku negatywnego uprawniona osoba sprawdzająca musi wskazać przyczynę odmowy dopuszczenia instalacji do eksploatacji z zaleceniami jej modyfikacji w celu osiągnięcia wyniku pozytywnego kolejnego sprawdzenia.

4. Wnioski

Przedstawione w artykule ogólne zasady montażu instalacji fotowoltaicznych wskazują na szereg problemów technicznych, które należy rozwiązać na etapie projektowania, a następnie podczas montażu instalacji. Na etapie realizacji inwestycji sporządzenie projektu przez osobę posiadającą stosowne uprawnienia budowlane gwarantuje, pod warunkiem poprawnego montażu i odbioru, większą niezawod-

ność instalacji na etapie eksploatacji.

Zapewnienie prawidłowych rozwiązań technicznych podczas montażu wymaga wiedzy i umiejętności osób odpowiedzialnych za budowę i uruchomienie instalacji, co powinien zapewnić właściwy i profesjonalny system szkoleń.

System normalizacyjny oraz dobra praktyka inżynierska jednoznacznie wskazują na wystarczające środki do osiągnięcia prawidłowego stanu technicznego w instalacjach fotowoltaicznych.

Dużą rolę w zapewnieniu właściwej jakości elementów składowych i ich montażu ma system certyfikacji jego poszczególnych elementów oraz zasady odbioru instalacji i przekazania jej do eksploatacji.

5. Bibliografia

1. PN-EN 60446:2010 zasady podstawowe i bezpieczeństwa przy współdziałaniu człowieka z maszyną, oznaczanie i identyfikacja - Oznaczenia identyfikacyjne przewodów barwami albo cyframi
2. PN-HD 60364-7-712:2016-05 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji -- Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
3. PN-EN 50618:2015-03 Kable i przewody elektryczne do systemów fotowoltaicznych
4. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Tekst jednolity: Dz. U. 2010 Nr 243 poz. 1632 z późniejszymi zmianami).
5. Obwieszczenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 8 kwietnia 2019 w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie Dz.U. 2019 poz. 1065.
6. Norma PN-HD 60364-4-41:2017 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla za-

- pewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
7. Norma PN-HD 60364-4-43:2012 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-43: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed prądem przetężeniowym
 8. PN-IEC 60364-5-52:2011 - Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego - Oprzewodowanie.
 9. Norma PN-HD 60364-5-54:2011 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Układy uziemiające i przewody ochronne.
 10. PN-E-04700:1998, Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych - Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych
 11. Norma PN-HD 60364-6:2016 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 6: Sprawdzanie.
 12. Norma SEP N SEP-E-002 - Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych.
 13. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 marca 2013r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych, Dz. U. 2013, poz. 492.
 14. Warunki techniczne wykonania i odbioru robót budowlano-montażowych. D1: Instalacje elektryczne, piorunochronne i telekomunikacyjne w budynkach mieszkalnych, Instytut Techniki Budowlanej, ISBN: 978-83-249-8582-1 (2014).
 15. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby łamujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828
 16. PN-EN 62446-1:2016-08, Systemy fotowoltaiczne (PV) -- Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania - Część 1: Systemy podłączone do sieci - Dokumentacja, odbiór, nadzór

17. PN-EN IEC 62446-2:2020-12, Systemy fotowoltaiczne (PV) - Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania - Część 2: Systemy podłączone do sieci - Utrzymanie systemów PV
18. Instrukcja instalacji modułów fotowoltaicznych LONGi Solar, strona internetowa, https://solar-distribution.baywa.re.pl/out/media/LR4_60HPB_PL_LONGi_Instrukcja_instalacji_01.pdf
19. Instrukcja instalacji Fronius Symo 3 - 8,2 kW, FRONIUS INTERNATIONAL GMBH, Austria
20. SUN2000-(3KTL-10KTL)-M0 - instrukcja obsługi, Wydanie 06 (2020-03-12) Copyright © Huawei Technologies Co., Ltd.
21. Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 23 lutego 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. 2021, poz. 610

Fizyczne granice wydajności fotowoltaicznej konwersji energii ogniw półprzewodnikowych

Grażyna Jarosz
Ryszard Signerski
Politechnika Gdańska

1. Wprowadzenie

Początki fotowoltaiki sięgają dziewiętnastego wieku, kiedy to A. E. Becquerel uzyskał prąd elektryczny skutkiem oświetlenia układu z elektrodami zanurzonymi w elektrolicie. Proces obserwowany przez Becquerela uważa się za pierwszy proces fotowoltaiczny opisany w literaturze. W ogólności każdy układ, w którym generowany jest prąd elektryczny w wyniku oświetlenia, a dokładniej absorpcji fotonów, może być nazywany ogniwem fotowoltaicznym.

Jak wiadomo, najbardziej wydajne i najbardziej trwale jak dotąd są ogniwa półprzewodnikowe. Stąd poświęca się im dużo uwagi badawczej i stanowią one jednocześnie swoiste odniesienie dla wszystkich innych ogniw fotowoltaicznych. W półprzewodnikowym ogniwie o wydajności konwersji energii decyduje przede wszystkim przerwa wzbroniona półprzewodnika. Fotony o energii mniejszej od tej przerwy nie są absorbowane przez półprzewodnik, a te o większej energii mogą być absorbowane i proces ten prowadzi do generacji par elektron-dziura. Skutkiem absorpcji fotonów pojawiają się nadmiarowe dziury w paśmie walencyjnym i nadmiarowe elektrony w paśmie przewodnictwa. Nośniki te mogą ulec rekombinacji, co prowadzi do emisji fotonów, lub zostać odebrane z półprzewodnika, przy czym ważne jest, aby elektrony z pasma przewodnictwa i dziury z pasma walencyjnego były odbierane przez dwie elektrody. Tu można sobie wyobrazić, że mamy dwie różne elektrody selektywne, jedną zbierającą dziury i drugą zbierającą elektrony. Jednak najczęściej, zamiast selektywnych elektrod, w półprzewodniku wytworzone jest złącze p-n poprzez odpowiednie domieszkowanie.

Oświetlenie półprzewodnika prowadzi do generacji par elektron-dziura, a złącze p-n ułatwia separację nadmiarowych dziur od nadmiarowych elektronów. Teraz dołączając elektrody do obszaru n i p, uzyskujemy między nimi napięcie fotowoltaiczne, a po zamknięciu obwodu zewnętrznego przez złącze popłynie prąd fotowoltaiczny. Moc elektryczna ogniw fotowoltaicznego (P_{ogniwa}) jest zdeterminowana mocą promieniowania padającego na ogniwo ($P_{\text{prom oświet}}$) oraz wydajnością konwersji energii fotowoltaicznej (η):

$$P_{\text{ogniwa}} = \eta P_{\text{prom oświet}} \quad (1)$$

Jednak mimo prostoty równania (1), parametr η jest nie tylko uwarunkowany własnościami samego ogniw, ale również widmem padającego promieniowania. Straty energii przy konwersji fotowoltaicznej można podzielić na te, które dadzą się wyeliminować poprzez optymalizację ogniw (np. poprzez podniesienie jakości kryształu, eliminowanie defektów, kontrolę poziomu domieszkowania, odpowiednią fakturzację powierzchni ogniw) oraz na te, które nie dają się wyeliminować (są to straty, które występują nawet w układzie idealnym). Straty występujące w ogniwie idealnym determinują maksymalną wartość wydajności konwersji energii elektrycznej. Rzeczywiste ogniwa zawsze osiągają mniejszą sprawność, ale po optymalizacji może to być bardzo bliska ogniwu idealnemu wartość. W dalszych punktach przedstawiona zostanie graniczna sprawność idealnych ogniw jednozłączowych w funkcji szerokości przerwy wzbronionej półprzewodnika oraz potwierdzone doniesienia o ostatnich najwyższych wydajnościach konwersji ogniw fotowoltaicznych.

2. Wydajność idealnych jednozłączowych ogniw półprzewodnikowych

Jak wspomniano wcześniej, w idealnym ogniwie półprzewodnikowym z pojedynczym złączem p-n wydajność konwersji energii jest uwarunkowana szerokością przerwy energetycznej półprzewodnika() oraz widmem padającego promieniowania. Jeżeli ogniwo jest idealne, to:

- absorbowane są wszystkie fotony o energii większej od przerwy wzbronionej półprzewodnika,
- absorpcja każdego fotonu prowadzi do generacji pary elektron-dziura,
- zachodzi tylko promienista rekombinacja par elektron-dziura.

W układzie idealnym występują więc tylko trzy rodzaje strat energii, a mianowicie:

- fotony o energii mniejszej od przerwy wzbronionej półprzewodnika nie są absorbowane,
- elektrony wzbudzone z pasma walencyjnego do pasma przewodnictwa przez fotony promieniowania oświetlającego o energii wyższej od przerwy wzbronionej ulegają termalizacji,
- nadmiarowe elektrony i dziury będące w równowadze termicznej z siecią krystaliczną mogą rekombinować promieniście, co w tym przypadku prowadzi do luminescencji.

Tak więc wydajność idealnego ogniwa półprzewodnikowego (η_{ideal}) ze złączem p-n możemy wyrazić następująco:

$$\eta_{ideal} = 1 - \frac{P_{fot o E_f < E_g} + P_{term} + P_{lum}}{P_{prom padające}} \quad (2)$$

gdzie $P_{fot o E_f < E_g}$ jest gęstością powierzchniową mocy fotonów o energii mniejszej od E_g padających na ogniwo, P_{term} jest szybkością rozpraszania energii elektronów w wyniku zderzeń z siecią krystaliczną liczoną na jednostkę powierzchni ogniwa i jest

ona równa ciepłu, które wydziela się w idealnym ogniwie, P_{lum} jest gęstością powierzchniową mocy fotonów emitowanych skutkiem rekombinacji promienistej pary elektron-dziura.

Biorąc powyższe pod uwagę oraz fakt, że jeden absorbowany foton generuje jedną parę elektro-dziura, gęstość prądu płynącego przez ogniwo półprzewodnikowe z pojedynczym złączem p-n podzieloną przez ładunek elektronu można przedstawić jako różnicę między szybkością generacji par nośników ładunku a szybkością rekombinacji par nośników ładunku. Szybkość generacji par nośników ładunku jest równa szybkości absorpcji fotonów promieniowania termicznego otoczenia oraz szybkości absorpcji fotonów promieniowania oświetlającego ogniwo. Rekombinacja elektronów z dziurami, gdy koncentracje tych nośników są wyższe od równowagowych, prowadzi do luminescencji. Obie szybkości, generacji i rekombinacji, muszą być określane na jednostkę powierzchni ogniwa. Charakterystykę prądowo-napięciową idealnego ogniwa można przedstawić w postaci:

$$J = e R_{lum} - e G_{prom term} - e G_{prom oświat} \quad (3)$$

$$R_{lum} = \frac{1}{2\pi^2 h^3 c^2} \exp\left(\frac{eV}{kT_c}\right) J_{E_g} \frac{(E_f)^2 dE_f}{\exp\left(\frac{E_f}{kT_c}\right) - 1},$$

$$G_{prom term} = \frac{1}{2\pi^2 h^3 c^2} \int_{E_g}^{+\infty} \frac{(E_f)^2 dE_f}{\exp\left(\frac{E_f}{kT_c}\right) - 1},$$

$$G_{prom oświat} = \int_{E_g}^{+\infty} J_{f, E_f} dE_f,$$

gdzie e jest ładunkiem elektronu, h jest stałą Plancka podzieloną przez 2π , c jest prędkością światła w próżni, k jest stałą Boltzmanna, T_c jest temperaturą ogniwa, J , E_f jest widmową gęstością strumienia fotonów padających na jednostkę powierzchni ogniwa, a V jest napięciem między elektrodami ogniwa. Pierwszy wyraz po prawej stronie wynika z rekombinacji par nośników ładunku, a więc jest związany z luminescencją, drugi jest związany z absorpcją promieniowania termicznego otoczenia przez półprzewodnik idealny o przerwie energetycznej E_g , a trzeci wyraz związany jest z absorpcją promieniowania oświetlającego. Rów-

nanie (3) jest prawdziwe przy założeniu, że temperatura ogniwa jest taka sama jak temperatura otoczenia ogniwa oraz że promieniowanie termiczne jest wymieniane między otoczeniem a ogniwem przez obie zewnętrzne powierzchnię ogniwa.

Na podstawie charakterystyki prądowo-napięciowej zapisanej w równaniu (3) wyznacza się maksymalną wydajność konwersji energii ogniwa idealnego zgodnie z relacją:

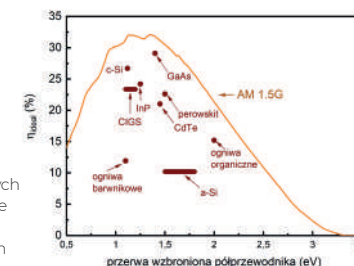
$$\eta_{ideal} = \frac{MAKS(-J \times V)}{P_{prom oświat}} \quad (4)$$

$$P_{prom oświat} = \int_0^{+\infty} E_f * J_{f, E_f} d(E_f). \quad (5)$$

W dalszych punktach przedstawiona zostanie zależność η_{ideal} od szerokości przerwy wzbronionej ogniwa idealnego oświetlanego promieniowaniem słonecznym AM1.5G i sztucznym promieniowaniem oświetleniowych lamp LED wykorzystujących luminescencję związków fosforowych.

3. Graniczna wydajność jednozłączowych ogniw fotowoltaicznych przy AM1.5G

Wydajność ogniw słonecznych określa się zawsze względem standardowego widma promieniowania słonecznego. Można mówić o różnych widmach światła słonecznego w zależności od wysokości Słońca nad horyzontem, jednak określając sprawność ogniw bierze się pod uwagę jedynie kilka standardowych widm. Najczęściej jest to AM1.5G lub AM1.5D zdefiniowane w ASTM G173-03.



Rys. 1. Maksymalna teoretyczna wydajność ogniw jednozłączowych (linia ciągła) i aktualne rekordowe wydajności rzeczywistych ogniw potwierdzone w certyfikowanych laboratoriach (punkty).

Rys. 1 przedstawia wydajność ogniwa idealnego w funkcji szerokości przerwy wzbronionej przy oświetleniu promieniowaniem o widmie AM1.5G. Punkty przedstawiają wyniki doświadczalne uzyskane w certyfikowanych laboratoriach i uznane za rekordowe w Photovoltaics Report [1]. Obecnie potwierdzone rekordowe wartości dla ogniw klasyfikowanych jako jednozłączowe wynoszą 29,1% w przypadku arsenku galu (GaAs), 26,7% w przypadku krystalicznego krzemu (c-Si), 24,2% w przypadku fosforu indu (InP), 23,35% w przypadku ogniw typu CIGS, 22,6% w przypadku ogniw typu perowskitowych, 21% w przypadku tellurku kadmu (CdTe), 15,2% w przypadku ogniw organicznych, 11,9% w przypadku ogniw barwnikowych i 10,2% w przypadku amorficznego krzemu (a-Si).

Jak widać największa wydajność ogniwa jednozłączowego przy oświetleniu AM1.5G występuje przy szerokości przerwy wzbronionej równej 1,3 eV i wynosi 32,74% [2]. Arsenek galu ma przerwę wzbronioną równą 1,4 eV, więc jest najbliższ teoretycznego maksimum. Rekordowa wartość wydajności ogniwa rzeczywistego opartego na tym materiale jest już bardzo bliska górnemu limitowi teoretycznej sprawności. Tu można więc oczekiwać nie większej niż 10% poprawy wydajności takiego ogniwa. Podobną sytuację obserwujemy w przypadku krystalicznego krzemu, gdyż graniczna wydajność teoretyczna przy 1,12 eV wynosi 32,23% [2], a rzeczywisty rekord to 26,7%. Natomiast inne wymienione ogniwa, przynajmniej teoretycznie, można jeszcze optymalizować. Przykładowo, obecne rekordowe wartości osiągnęte przez ogniwa perowskitowe stanowią jedynie 66% górnego limitu.

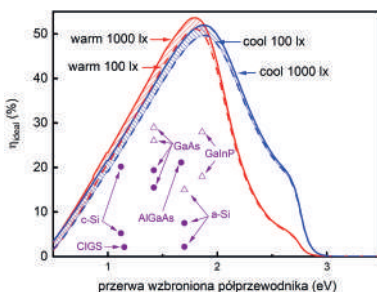
Na koniec warto dodać, że pokonanie krzywej η_{ideal} jest możliwe poprzez bardziej zaawansowaną konstrukcję ogniwa, a mianowicie wykorzystanie układu tandemowego, zbudowanego z dwóch lub więcej złączy p-n. Takie ogniwa, mimo że już istnieją, ze względu na koszty produkcji i koszty mate-

riałów nie są powszechnie dostępne. Jednak warto podkreślić, że dopiero taka technologia mogłaby znacząco zwiększyć ilość energii elektrycznej używanej z ogniw fotowoltaicznych.

4. Graniczna wydajność jednozłączowych ogniw fotowoltaicznych przy sztucznym oświetleniu.

Rozwój urządzeń mobilnych oraz pozasieciowych urządzeń elektronicznych, w tym stacjonarnych i tych, które integruje się z ciałem człowieka, zapoczątkował badania nad fotowoltaiką pracującą przy sztucznym oświetleniu. Istotnym zagadnieniem w tych badaniach jest określenie górnej granicy wydajności ogniw półprzewodnikowego oświetlonego promieniowaniem lamp wykorzystywanych powszechnie do oświetlenia pomieszczeń.

Obecnie prawie we wszystkich pomieszczeniach, w których przebywają ludzie, stosuje się oświetlenie LED oparte na trzech różnych diodach LED lub na jednej diodzie otoczonej luminoforem, przy czym ten drugi rodzaj jest powszechniej spotykany. Lampy LED wyparły szybko inne elektryczne źródła światła dzięki swojej wysokiej skuteczności świetlnej, sięgającej ponad 100 lm/W, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiej wartości współczynnika oddawania barw CRI.



Rys. 2. Maksymalna teoretyczna wydajność ogniw jednozłączowych (linie ciągłe) i aktualne wydajności rzeczywistych ogniw prezentowane w literaturze naukowej (punkty).

Rys. 2 przedstawia zależność wydajności konwersji energii idealnego ogniw fotowoltaicznego w funkcji przerwy ener-

getycznej przy oświetleniu światłem lamp LED opartych na luminoforze. Punkty przedstawiają wartości rekordowe prezentowane w literaturze naukowej. Ja widać, ogniw idealne przy takim oświetleniu osiągają wydajność przekraczającą 50% przy optymalnej przerwie wzbronionej przypadającej na zakres 1,8-1,9 eV [3]. Ponadto z rys.2 widać, że krzywa wydajności maksymalnej szybko spada poza optymalnym zakresem E_g . Dlatego też w przypadku krzemu krystalicznego nie można oczekiwać wydajności wyższej niż 28%, a to stanowi zaledwie połowę możliwej do osiągnięcia wydajności przy optymalnej przerwie energetycznej.

5. Wnioski końcowe

Optymalna przerwa wzbroniona ogniw fotowoltaicznych zależy od rodzaju promieniowania, które oświetla ogniwo. Dla ogniw słonecznych optymalna przerwa przy AM1.5G wynosi 1,0-1,6 eV, a przy oświetleniu LED 1,8-1,9 eV. Ponadto rodzaj promieniowania, a dokładniej jego szerokość pasma, determinuje maksymalną wartość wydajności konwersji energii. Dlatego też jednozłączowe ogniw fotowoltaiczne dla światła słonecznego mogą co najwyżej osiągnąć wartość 33%.

6. Bibliografia

1. M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, X. Hao, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 29 (2021) 657-667.
2. S. Rühle, Solar Energy 130 (2016) 139-147.
3. G. Jarosz, R. Marczyński, R. Signerski, Materials Science in Semiconductor Processing 107 (2020) 104812.

Pomiar impedancji pętli zwarciowej w instalacjach fotowoltaicznych dużych mocy z magazynowaniem energii

Jacek Katarzyński
Marek Olesz
Politechnika Gdańska

1. Wstęp

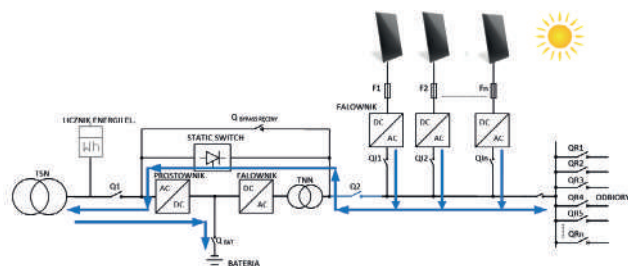
Instalacje z użyciem paneli fotowoltaicznych stają się w coraz większym stopniu atrakcyjne zarówno ze względu na cenę, wynikającą z masowej produkcji, jak i coraz wyższą ich sprawność. Wynika to między innymi z zastosowania w produkcji technologii opartych na strukturach monokrystalicznych, pozwalających na uzyskanie sprawności przekraczających 20% wobec 14-16% dla wcześniejszych rozwiązań polikrystalicznych. Nie bez znaczenia jest również cena energii elektrycznej, która od lat wzrasta. Najprostsze instalacje z użyciem paneli fotowoltaicznych są realizowane w oparciu o panel fotowoltaiczny i falownik, umożliwiające zamianę energii prądu stałego na energię prądu przemiennego. Bardziej skomplikowane instalacje, którym stawia się większe wymagania, do których należy ograniczanie wpływu zaburzeń z sieci energetycznej (przerwy w dostawie energii elektrycznej, zapady i wzrosty napięcia, przepięcia) na pracę odbiorników, realizowane są w oparciu o dodatkowy przekształtnik energoelektroniczny, którego zasada działania jest zbliżona do zasilacza bezprzewodowego UPS. W punkcie 2 podano przy-

padki przepływu energii w instalacji fotowoltaicznej występujące dla różnych warunków natężenia promieniowania słonecznego. W punkcie 3 przedstawiono przebieg stanów nieustalonych związanych ze zwarcie w obwodzie zasilanym z przekształtnika energoelektronicznego oraz wyjaśniono problem dużego rozrzutu wyników pomiaru IPZ i metody jego ograniczania w instalacjach fotowoltaicznych z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii. W punkcie 4 zaprezentowano wnioski zawierające wskazówki poprawnego wykonywania pomiarów IPZ w instalacjach fotowoltaicznych zawierających przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii.

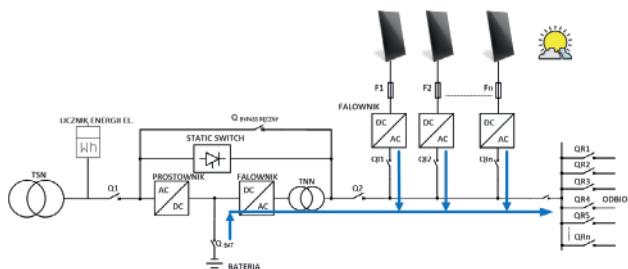
Instalacje fotowoltaiczne mogą występować w układach pracy synchronicznej z siecią elektroenergetyczną oraz układach zasilania wydzielonej instalacji (tzw. praca wyspowa). Szczególnie w tym drugim przypadku – także przy braku dostępności energii z sieci energetycznej – panele fotowoltaiczne mogą samodzielnie lub w konfiguracji z zespołem prądotwórczym stanowić podstawowe źródło zasilania [1, 2].

1.1. Instalacje fotowoltaiczne z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii i możliwością oddawania energii do sieci energetycznej

Dostęp do sieci energetycznej umożliwia zwrot energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych w przypadku, gdy bilans wytworzonej energii oraz jej poboru przez odbiorniki energii elektrycznej wraz ze stratami przetwarzania energii jest dodatni. Nie zawsze takie przekazanie wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci energetycznej jest możliwe i/lub opłacalne. Z tego powodu należy rozróżniać instalacje fotowoltaiczne bez lub z możliwością oddawania do sieci energetycznej nadwyżki wyprodukowanej energii. W obu przypadkach stosowane są rozwiązania z przekształtnikami energoelektronicznymi z zasobnikiem energii, którym najczęściej jest bateria akumulatorów.



Rys. 1. Schemat ideowy zasilania odbiorników energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej z użyciem przekształtnika energoelektronicznego z baterią akumulatorów oraz dostępem do sieci energetycznej, umożliwiającą oddawanie do niej nadwyżki energii z ogniw fotowoltaicznych [10]. Przypadek pełnego nasłonecznienia. TSN – transformator średniego napięcia, TNN – transformator niskiego napięcia stanowiący integralną część przekształtnika energoelektronicznego, Static Switch – łącznik tyrystorowy, element wykonawczy bypassu elektronicznego przekształtnika [1]



Rys. 2. Schemat ideowy zasilania odbiorników energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej z użyciem przekształtnika energoelektronicznego z baterią akumulatorów oraz dostępem do sieci energetycznej, umożliwiającą oddawanie do niej nadwyżki energii z ogniw fotowoltaicznych [1]. Przypadek częściowego nasłonecznienia.

Pomiar impedancji pętli zwarciowej w instalacjach fotowoltaicznych dużych mocy z magazynowaniem energii

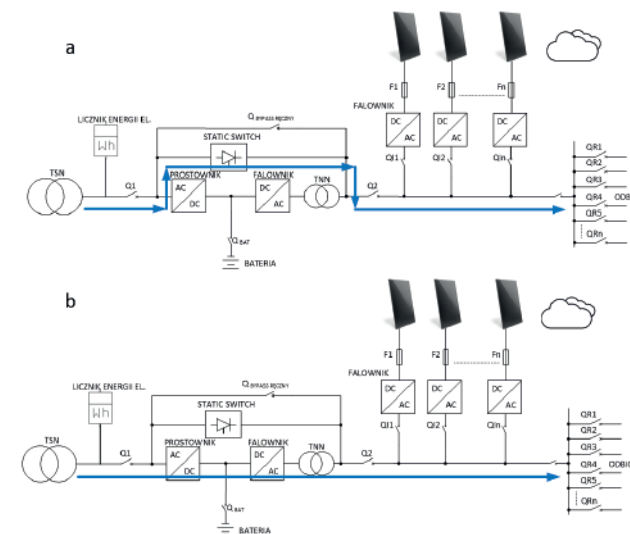
Na rysunku 1 przedstawiono przypadek instalacji fotowoltaicznej z użyciem przekształtnika energoelektronicznego z baterią akumulatorów oraz sieci energetycznej, umożliwiającej oddawanie do niej nadwyżki energii z ogniw fotowoltaicznych. Instalacja zasilana jest z paneli fotowoltaicznych przez falowniki DC-AC w warunkach pełnego nasłonecznienia [1, 2].

Przekształtnik energoelektroniczny, który swoją budową i zasadą działania odpowiada zasilaczowi UPS [1, 3, 4], pracuje w trybie ECO tzw. aktywnego bypassu elektronicznego. Nadwyżka energii z paneli fotowoltaicznych oddawana jest do sieci energetycznej. Część tej energii jest wykorzystana na ładowanie baterii akumulatorów, a pozostała sprzedawana do operatora sieci, pod warunkiem spełnienia formalnych wymogów oraz prawa, umożliwiającego oddawanie zielonej energii do sieci. W przypadku natężenia promieniowania słonecznego, niewystarczającego do wytworzenia nadwyżki energii, jej przepływ przedstawia rys. 2.

Zgromadzona w baterii akumulatorów energia wspomaga pracę falowników zasilanych z paneli fotowoltaicznych. Mimo obecności napięcia sieci energetycznej bardziej opłacalne jest korzystanie z wcześniej zmagazynowanej energii, pochodzącej z nadwyżki wyprodukowanej z energii słonecznej. Im większa pojemność baterii tym dłuższy czas uzupełniania niedoborów energii, przy założeniu tego samego poziomu obciążenia.

Jeżeli energia zgromadzona w baterii akumulatorów jest niewystarczająca oraz występuje warunek całkowitego zachmurzenia lub pora nocna, wówczas przepływ energii następuje bezpośrednio z sieci przez aktywny bypass elektroniczny (rys. 3a) lub przez prostownik i falownik (podwójne przetwarzanie energii AC-DC-AC, rys. 3b).

W obu przypadkach odbiorniki energii elektrycznej są zasilane tylko z sieci, przy czym w przypadku z rysunku 3a spraw-

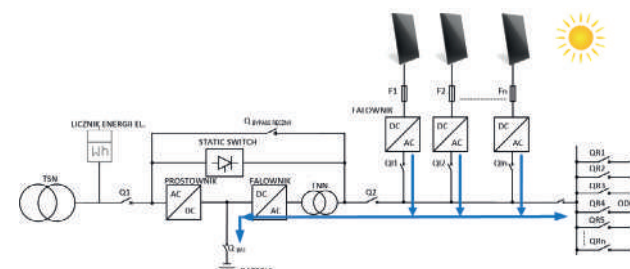


Rys. 3. Schemat ideowy zasilania odbiorników energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej z użyciem przekształtnika energoelektronicznego z baterią akumulatorów oraz dostępem do sieci energetycznej, umożliwiającą oddawanie do niej nadwyżki energii z ogniw fotowoltaicznych. Przypadek pełnego zachmurzenia lub nocy; a – przetwornik energoelektroniczny w trybie pracy aktywnego bypassu, b – przetwornik energoelektroniczny w trybie podwójnego przetwarzania energii AC-DC-AC [1]

ność systemu zasilania jest wyższa (brak strat w prostowniku i falowniku), ale za to odbiorniki narażone są na zaburzenia z sieci, natomiast w przypadku z rysunku 3b ma miejsce sytuacja odwrotna.

1.2. Instalacje fotowoltaiczne z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii i bez możliwości oddawania energii do sieci energetycznej

W niektórych krajach regulacje prawne ograniczają lub wręcz uniemożli-



Rys. 4. Schemat ideowy zasilania odbiorników energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej z użyciem przekształtnika energoelektronicznego z baterią akumulatorów oraz dostępem do sieci energetycznej, uniemożliwiającą oddawanie do niej nadwyżki energii z ogniw fotowoltaicznych. Przypadek pełnego nasłonecznienia [1]

wiają oddawanie zielonej energii do sieci. W takim przypadku nadwyżka energii może być całkowicie lub częściowo skonsumowana na ładowanie akumulatorów, co pokazuje rysunek 4. Obecna sytuacja w polskiej energetyce, choć umożliwia oddawanie zielonej energii do systemu, staje się coraz trudniejsza pod względem zdolności do integrowania zielonych mocy. Krajowe sieci energetyczne doszły do granic możliwości, poza którymi operator musi wyłączać zielone instalacje, aby system energetyczny pozostał stabilny. Po raz pierwszy w tym roku operator był zmuszony wyłączyć część farm wiatrowych w dniach, kiedy występował silny wiatr i świeciło słońce. Rozwiązaniem tego problemu są magazyny energii polegające na wykorzystaniu baterii akumulatorów, ładowanych w warunkach nasłonecznienia, kiedy bilans energii w danym obiekcie jest dodatni (więcej energii jest produkowane przez panele fotowoltaiczne w porównaniu z energią zużywaną przez obiekt). Obecnie producenci zasilaczy UPS modyfikują swoje przetwornice tak, aby współpracowały z akumulatorami litowo – jonowymi. Uznane za niezdatne do dalszej eksploatacji akumulatory litowo – jonowe, pochodzące z samochodów elektrycznych, doskonale nadają się do dalszej eksploatacji w przetwornicach z magazynem energii.

Im większa pojemność baterii akumulatorów tym bardziej elastyczny jest system zasilania wykorzystujący zmagazynowaną w akumulatorach energię w godzinach nocnych lub w warunkach zachmurzenia. W pozostałych przypadkach występują takie same warunki przepływu energii jak pokazano na rysunkach 1, 2 oraz 3a i 3b. Obecność przekształtnika energoelektronicznego umożliwia niezależną pracę mini elektrowni fotowoltaicznej nawet w czasie braku napięcia sieciowego. Przetwornik energoelektroniczny pracuje wówczas jako jedyne źródło zasilania lub współpracuje z zespołem prądotwórczym (np. wyspy na Malediwach [12]).

2. Stany nieustalone podczas zwarcia w obwodzie zasilanym przez przekształtnik energoelektroniczny stosowany w instalacjach fotowoltaicznych

Literatura i normy [5, 6, 7] precyzyjnie definiują w jaki sposób i jakimi aparatami chronić instalacje przed skutkami zwarć oraz jak zapewnić właściwą ochronę przeciwporażeniową [3]. Również wiedza w zakresie zabezpieczeń obwodów zasilanych z urządzeń energoelektronicznych jest szeroka i powszechnie dostępna. Na rys. 5 przedstawiono stan zwarcia w instalacji fotowoltaicznej z zastosowaniem przekształtnika energoelektronicznego, który na skutek przepływu zbyt dużej wartości prądu (np. przeciążenie) przełączył się w stan aktywnego bypasu elektronicznego.

Reakcja przekształtnika energoelektronicznego do zasilania instalacji fotowoltaicznych w przypadku zwarcia w obwodzie przez niego zasilanym jest identyczna jak zasilacza UPS [8, 9]. Przykładowy przebieg prądu zwarcia w obwodzie zasilanym z przekształtnika energoelektronicznego o mocy 30 kVA przedstawiono na rys. 6.

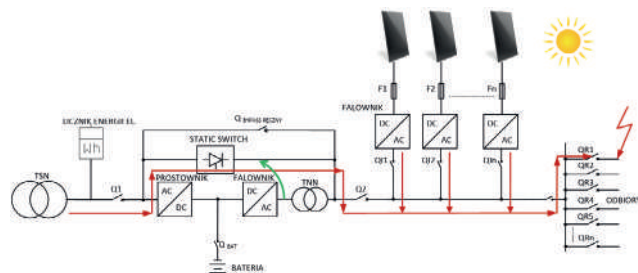
Przed zdarzeniem przekształtnik energoelektroniczny pracował w trybie podwójnej konwersji energii, a w trakcie zwarcia nastąpiło w pierwszej kolejności ograniczenie prądu falownika do wartości 100 A (przebieg w przedziale czasu 2–3), a następnie przełączenie na bypass elektroniczny (znacznik

Pomiar impedancji pętli zwarciowej
w instalacjach fotowoltaicznych dużych
mocy z magazynowaniem energii

czasu 3). Po przełączeniu prąd osiągnął wartość wynikającą z impedancji pętli zwarciowej, tj. 320 A (przebieg w przedziale czasu 3–4). Przebieg prądu w przedziale 1–2 nie oznaczał dla przekształtnika zwarcia, lecz stan przeciążenia, ponieważ prąd nie osiągnął wartości ograniczenia prądowego dla tego falownika. Od znacznika czasu „2” można rozpocząć pomiar czasu przełączenia z falownika na bypass elektroniczny, ponieważ dopiero w momencie „3” spełnione są warunki konieczne do wypracowania sygnału o przełączeniu. W przedstawionym na rysunku 6 przypadku przełączenie następuje po upływie ok. 4 ms, od momentu ograniczenia prądowego falownika. Wartość prądu, przy której następuje ograniczenie prądowe falownika jest typowa dla danego urządzenia i wynika z założeń projektowych producenta związanych z zastosowaniem konkretnych elementów energoelektronicznych [1]. W czasie zwarcia falownik ogranicza prąd na wyjściu do wartości od 1,5 do $3,5 \cdot I_n$ (I_n – znamionowy prąd przekształtnika energoelektronicznego), po czym następuje przełączenie na bypass elektroniczny [1, 3]. Jeżeli napięcie w sieci nie jest dostępne, a falownik pracuje z baterii, nastąpi wyłączenie falownika w czasie określonym przez producenta urządzenia (przedział czasu od 60 do 1000 ms) pod warunkiem, że prąd zwarciowy w tym czasie nie zostanie wyłączony przez zabezpieczenie lub ustąpi z innego powodu.

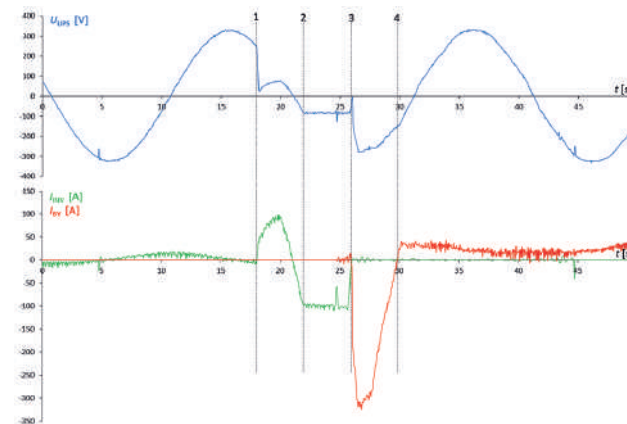
3. Pomiar IPZ w instalacjach fotowoltaicznych z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii

Obecnie produkowane przekształtniki energoelektroniczne, których falowniki budowane są w oparciu o tranzystory IGBT, kluczowane z częstotliwością powyżej 5 kHz bardzo szybko reagują na prąd obciążenia stabilizując napięcie na wyjściu falownika [1, 8]. W przypadku pomiaru IPZ w obwodzie zasilanym z przekształtnika energoelektronicznego stabilizowane z dużą dokładnością napięcie wyjściowe falownika zaburza



Rys. 5. Schemat zasilania instalacji fotowoltaicznej, w której w jednym z zasilanych obwodów wystąpiło zwarcie doziemne L-PE. Zieloną strzałką zaznaczono przełączenie z pracy falownikowej na bypass elektroniczny.

Jacek Katarzyński
Marek Olesz
Politechnika Gdańska

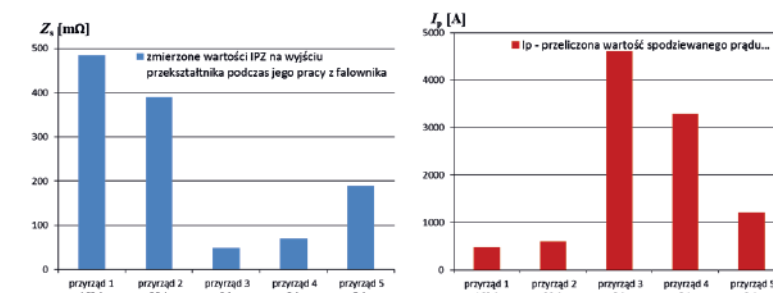


Rys. 6. Przebiegi prądu i napięcia w obwodzie zasilanym z przekształtnika energoelektronicznego o mocy 30 kVA przy obecnym napięciu w sieci energetycznej. Znacznik czasu 1: początek zwarcia, przedział czasu 2–3: ograniczenie prądowe falownika (100 A), znacznik czasu 3: przełączenie na bypass elektroniczny, znacznik czasu 4: koniec zwarcia, wyłączenie przez zabezpieczenie (wyłącznik instalacyjny typu S303 B25). UUPS – napięcie wyjściowe UPS, I_{INV} – prąd falownika, I_{BY} – prąd w torze bypasu elektronicznego

pomiar impedancji pętli zwarciowej. Wykonując badania z użyciem różnych przyrządów do pomiaru IPZ otrzymano wyniki różniące się od siebie nawet dziesięciokrotnie. W czasie pracy przekształtnika z falownika przy obecnym napięciu sieci wykonano pomiary 5 różnym miernikami, które wymuszały prądy probiercze odpowiednio 160, 20, 6, 6, 3 A.

Wyniki pomiarów IPZ pokazane na rysunku 7 charakteryzują się prawie dziesięciokrotną zmianą wyniku impedancji pętli zwarciowej. Nie występuje przy tym oczekiwana, logiczna zależność, według której przy większym prądzie probierczym będzie występować więk-

sza zmierzona wartość IPZ. Załączenie obciążenia na wyjściu przekształtnika zmieniało wyniki pomiarów IPZ w sposób nieznaczny tj. o kilka procent. Zmiana przekształtnika na inny model o tej samej mocy nie miała istotnego wpływu na rozrzut wyników i ich rozkład. Dla zmierzonych wartości IPZ przeliczono wartości spodziewanych prądów zwarcia, zakładając napięcie znamionowe UL-PE = 230 V. Rozrzut wyników wskazuje na dużą niejednoznaczność pomiaru IPZ [8] i wątpliwość w ich prawdziwość. Rzeczywisty prąd zwarcia dla falownika badanego przekształtnika o mocy 30 kVA wynosił 100 A [1, 8], co wynika z przebiegu prądu w przedziale czasu 2–3 na rys. 6. Podczas analizy przebiegu rzeczywistego prądu zwarcia (rys. 6) istotny jest fakt, że urządzenie podczas zwarcia w obwodzie przez niego zasilanym przełącza się na bypass elektroniczny i to w tym trybie pracy następuje zadziałanie zabezpieczenia. Wynika stąd ważny wniosek braku uzasadnienia dla wykonywania pomiaru IPZ podczas pracy przekształtnika w trybie podwójnego przetwarzania energii, ponieważ rzeczywisty prąd zwarcia popłynie przez tyrystory bypasu elektronicznego. Po zmianie trybu pracy urządzenia na aktywny bypass elektroniczny (falownik odstawiony, tyrystory bypasu elektronicznego załączone) wykonano ponownie pomiary impedancji pętli zwarciowej bez i z 40% obciążeniem na wyjściu przekształtnika uzyskując wyniki jak na rys. 8 [8].

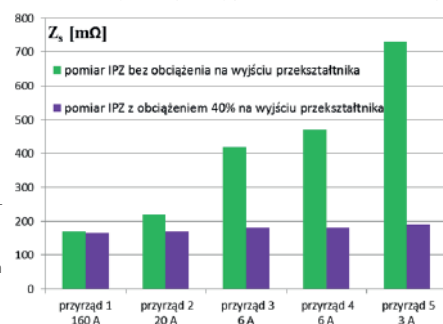


Rys. 7. Wyniki pomiarów IPZ na wyjściu przekształtnika energoelektronicznego o mocy 30 kVA podczas jego pracy w podwójnej konwersji energii AC-DC-AC oraz przeliczone wartości spodziewanych prądów zwarciowych dla zmierzonych impedancji

Z przedstawionych wyników pomiarów w warunkach biegu jałowego zasilacza można zauważyć znaczący wzrost wartości IPZ przy mniejszych prądach pobieranych przez przyrząd. Wymuszenie obciążenia na poziomie ok. 40% znamionowego obciążenia przekształtnika eliminowało to zjawisko. Zmiana warunków wykonywania pomiarów, polegających na wymianie przekształtnika innego typu o tej samej mocy, a także o większej mocy, nie wpłynęła na zmianę trendu i potwierdziła zjawisko zależności IPZ od wartości prądu pobierczego przyrządu pomiarowego dla przekształtnika energoelektronicznego, pracującego w trybie aktywnego bypassu elektronicznego bez obciążenia na wyjściu. Wyjaśnieniem tego zjawiska jest wartość impedancji tyrystorów bypassu elektronicznego uzależniona od wartości przepływającego przez nie prądu. Dla niewielkich prądów pobieranych w stosunku do prądów znamionowych tyrystorów [10], używanych w produkcji przekształtników oraz zasilaczy UPS, impedancja tyrystora osiąga wartości nawet ok. 1 Ω , co ma istotny wpływ na zawyżanie wyniku pomiaru IPZ i błędną ocenę ochrony przeciwporażeniowej przez samoczynne wyłączenie zasilania [4, 5].

Pomiar IPZ w obwodach zasilanych z przekształtników energoelektronicznych w instalacjach fotowoltaicznych niczym nie odbiega od pomiaru wykonywanego w obwodach zasilanych z zasilaczy UPS [11, 12]. Ze względu na opisane zjawisko i działanie zasilaczy pomiar IPZ należy wykonywać w trybie aktywnego bypassu elektronicznego

Rys. 8. Wyniki pomiarów IPZ na wyjściu przekształtnika energoelektronicznego o mocy 30 kVA podczas jego pracy w trybie aktywnego bypassu elektronicznego bez obciążenia oraz z obciążeniem równym 40% obciążenia znamionowego



przekształtnika energoelektronicznego, przy zapewnieniu obciążenia na umownym poziomie 50%, co gwarantuje wynik pomiaru bardzo zbliżony do wartości rzeczywistej.

4. Wnioski

W instalacjach fotowoltaicznych, które oprócz falowników, umożliwiających zamianę energii z ogniw fotowoltaicznych na energię prądu przemiennego, wyposażone są w przekształtniki energoelektroniczne AC-DC-AC z magazynem energii (np. bateria akumulatorów), prądy zwarciowe wymuszają zmianę trybu pracy przekształtnika w stan aktywnego bypassu elektronicznego w czasie typowym, w przedziale 3 – 5 ms, jeżeli dostępne jest napięcie sieci energetycznej, a przekształtnik przed zdarzeniem pracował w trybie podwójnego przetwarzania energii.

Pomiar IPZ w instalacjach fotowoltaicznych z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii obarczony jest dużym poziomem niepewności, jeżeli przekształtnik pracuje w trybie podwójnego przetwarzania energii lub z baterii. W takim przypadku pomiar IPZ jest nieuzasadniony ze względu na duży rozrzut wyników pomiarowych, zależnych od typu i producenta przekształtnika, typu miernika i wielkości wymuszanego przez niego prądu pobierczego.

Pomiar IPZ w instalacjach fotowoltaicznych z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii w trybie aktywnego bypassu przekształtnika jest bliski wartościom rzeczywistym pod warunkiem, że przekształtnik pracuje przy minimalnej wartości 50% znamionowego obciążenia (wartość umowna).

Wykonywanie pomiarów IPZ w instalacjach fotowoltaicznych z użyciem przekształtników energoelektronicznych z magazynowaniem energii bez odpowiedniego przygotowania i wie-

dzy skutkuje nieprawidłową oceną ochrony przeciwporażeniowej poprzez samoczynne wyłączenie zasilania.

Literatura:

- [1] Instrukcje użytkownika, wymagania instalacyjne, karty katalogowe przekształtników energoelektronicznych, przeznaczonych do instalacji fotowoltaicznych, serii SPS firmy AROS
- [2] Tae Yong Jung, Donghun Kim, Jongwoo Moon, SeokYung Lim, A Scenario Analysis of Solar Photovoltaic Grid Parity in the Maldives: The Case of Malahini Resort, Sustainability 2018, 10, 4045; doi:10.3390/su10114045, pp. 1 – 14.
- [3] Mitolo M., "Electrical Safety of Low-Voltage Systems", The McGraw-Hill, 2009
- [4] Fiorina J., "Uninterruptible static power supplies and the protection of persons", Schneider Electric, Cahier technique no. 129, 2004
- [5] PN-HD 60364-4-41:2017-09, Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41. „Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa — Ochrona przed porażeniem elektrycznym”
- [6] Czapp S., Selected problems of Earth Fault Loop Impedance Testing in Circuits Fed from UPS, Automatyka – Kontrola – Zakłócenia, vol. 28, nr 3 (29), 2017

- [7] S. Czapp, K. Borowski, K. Dobrzynski, J. Klucznik, Z. Lubosny, A New Method of Fault Loop Resistance Measurement in Low Voltage Systems with Residual Current Devices, 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1 – 5, 2015
- [8] Olesz M., Katarzyński J., "Transient States Associating Loop Impedance Measurement in the Output Line of UPS Power Supplies", Zeszyty Naukowe PG 2018, nr 61, ISSN 2353-1290
- [9] Wei B., Marzabal A., Perez J., Pinyol R., Guerrero J., Vásquez J., "Overload and Short Circuit Protection Strategy for Voltage Source Inverter Based UPS", IEEE Transactions on Power Electronics, IEEE Transactions on Power Electronics (Volume: 34, Issue: 11, Nov. 2019)
- [10] Karta katalogowa tyrystora SKKT 92B produkcji Semicron
- [11] IEC 62040-1, 2019, Uninterruptible power systems (UPS) – Part 1: General and safety requirements for UPS
- [12] EN 62040-3, 2011, „Uninterruptible Power Systems (UPS) – part 3: Method of specifying the performance and test requirements (IEC 62040-3:2011)

Zasobniki energii oraz dwukierunkowe przekształtniki energoelektroniczne jako podstawa systemu zarządzania energią (SEMS)

Paweł Milewski
Tomasz Buda
Gerard Wiśniewski
AREX

1. Wstęp

Od kilku lat zauważalny jest wzrost zainteresowania zasobnikami energii oraz systemami dystrybucji i zarządzania sieciami prądu stałego (DC). Związane jest to między innymi z trendem rozwoju coraz bardziej powszechnych odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz dążeniu do bezemisyjnych lub niskoemisyjnych środków transportu [1]. Konstruowanie współczesnych pojazdów elektrycznych (EV – ang. electric vehicle) nie byłoby możliwe bez rozwoju technologii akumulatorowych magazynów energii. Promowane technologie z napędami opartymi o wodorowe ogniwa paliwowe, wymagają stosowania akumulatorów celem stabilizacji obwodów zasilania pojazdu [2]. Ciągłe dążenie do zwiększenia stosunku pojemności do masy i objętości modułów akumulatorowych przy zachowaniu coraz to większej liczby cykli ładowania i rozładowania jest obecnie standardowym działaniem [3]. Obserwowany kierunek postępu technologicznego wzmacnia fakt rozwoju łączników energoelektronicznych. Pojawienie się współczesnych półprzewodników szerokoprzerwowych z azotku galu (GaN) oraz z węgla krzemu (SiC) pozwalają na zwiększenie sprawności, zmniejszenie masy i objętości przekształtników [4].

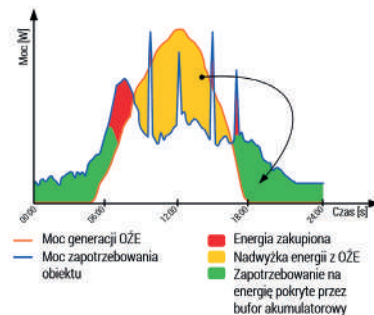
Trendy rynkowe oraz uregulowania prawne wielu państw wskazują, że w najbliższej przyszłości wzrastać będzie liczba pojazdów EV, a co za tym idzie wzrośnie liczba publicznych punktów ładowania EV. W Polsce wymagania dotyczące tego obszaru reguluje ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych [5, 6]. Kierunek rozwoju związany z montowaniem stacji i punktów ładowania EV

w sąsiedztwie instalacji OZE oraz innych źródeł i odbiorów energii elektrycznej otwiera pewne możliwości optymalizacji. Funkcjonowanie takich urządzeń lub instalacji obciążone jest często dodatkowymi stratami mocy na drodze przekształcania energii elektrycznej. Przykładem takiego układu może być instalacja fotowoltaiczna (PV) z przekształtnikiem DC/AC zasilająca przydomową stację ładowania EV z przekształtnikiem AC/DC oraz DC/DC z pośredniczącym obwodem transformatorowym [7]. Ponadto układy działające poza wspólnym systemem zarządzającym mogą pracować nieoptymalnie pod względem zapewnienia mniejszych strat mocy, a w efekcie mniejszego zużycia energii elektrycznej. Zastosowanie zasobnika energii w postaci modułów akumulatorowych we wspomnianym przydomowym zestawie stacji ładowania oraz instalacji PV wraz z systemem zarządzania może pozwolić na ładowanie z mocą wynikającą z maksymalnej mocy zestawu. Oprócz możliwości pracy w optymalnym punkcie pojawiają się perspektywy rozszerzenia funkcji systemu. Wykorzystując pomiar prądu w punkcie zasilania obiektu możliwe jest ograniczenie mocy ładowania EV w momencie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną budynku. Możliwości takiego systemu zarządzania energią (SEMS – ang. smart energy management system) rosną w miarę dołączania kolejnych źródeł i odbiorów energii elektrycznej. Szczególne możliwości ujawniają się w przypadku rozszerzenia systemu o przemysłowe instalacje elektryczne oraz trakcje miejskie. Wykorzystanie systemu SEMS może realnie wpłynąć na obniżenie kosztów odpowiednich podmiotów.

2. Potrzeby rynku

Zapotrzebowanie na rozbudowane systemy zarządzania energią wynika wprost z rzeczywistych problemów spotykanych we wszystkich sektorach gospodarki. Na poziomie konsumentskim wspomniany problem instalacji PV i przydomowej stacji ładowania można przenieść do centrum gęsto zabudowanego miasta, gdzie osiągnięcie wymaganej przez odbiorcę wartości mocy przyłączeniowej jest niemożliwe ze względów ograniczeń infrastruktury. Dodatkowo w przypadku oddalonej zabudowy na końcu linii energetycznej w ośrodkach wiejskich nadal występują problemy z ciągłością dostawy oraz jakością energii elektrycznej [8]. Znaczenie nadmienionych problemów nasila fakt kierunku rozwoju elektromobilności. Czas ładowania samochodu elektrycznego o pojemności magazynu energii 50 kWh i mocy ładowarki pokładowej (AC) 1,9 W wynosi nawet 36 godzin. Wykorzystując stacje ładowania (DC) o mocy 50 kW możliwe jest skrócenie czasu do 1 godziny [9]. Jednak instalacja szybkiej ładowarki wiąże się z koniecznością doprowadzenia do punktu zasilania obiektu mocy wynikającej z znamionowej mocy ładowarki powiększonej o zapotrzebowanie budynku i innych odbiorów. Jedno z proponowanych rozwiązań związane jest z zastosowaniem akumulatorowego magazynu energii pełniącego rolę bufora energii. W czasie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, np. w chwili ładowania EV mocą 50 kW głównym źródłem energii byłby magazyn energii. Z kolei w przedziałach czasu, w których zapotrzebowanie na energię byłoby mniejsze, magazyn energii byłby doładowywany z sieci elektroenergetycznej z mocą chwilową wynikającą z różnicy wartości mocy przyłączeniowej i wartości chwilowej zapotrzebowania obiektu. Przy rozwinięciu koncepcji o OZE zasobnik mógłby pełnić rolę magazynu energii w chwilach, gdy możliwa jest generacja mocy z OZE i pokrywać zapotrzebowanie na energię w momentach, gdy generacja mocy jest niska lub niemożliwa (rys. 1).

Zasobniki energii oraz dwukierunkowe przekształtniki energoelektroniczne jako podstawa systemu zarządzania energią (SEMS)



Rys. 1. Przykładowe przebiegi zapotrzebowania i generacji mocy przedstawiające koncepcję wykorzystania OZE oraz magazynu energii w postaci bufora systemu SEMS

W takim systemie dzięki odpowiedniej warstwie zarządczej możliwe jest także zaplanowanie zwiększonego poboru energii w czasie, gdy przy zastosowaniu odpowiedniej taryfy dystrybucyjnej energii elektrycznej byłoby to korzystniejsze dla odbiorcy końcowego. Dodatkowo warto wspomnieć, że w nadmienionym rozwiązaniu konsumentskim bufor energii może także pełnić rolę elementu instalacji zasilania gwarantowanego lub źródła energii dla wydzielonych wyspowych mikrosieci. Możliwości systemu SEMS rozwijają się poprzez zastosowanie dwukierunkowych stacji ładowania EV. Proponowane przekształtniki dwukierunkowe pozwalają na przekazywanie energii z sieci elektroenergetycznej, czy stacjonarnego akumulatorowego magazynu do magazynu energii EV i odwrotnie. Takie rozwiązanie pozwala na zwiększenie zgromadzonej ilości energii na potrzeby, np. wymagań mikrosieci. Lokalne zastosowanie akumulatorowego magazynu energii oraz urządzeń przekształtnikowych może także wpływać korzystnie na parametry jakości sieci oraz problem kompensacji mocy biernej. Przy zastosowaniu pewnej konfiguracji przekształtnika i elementów systemu możliwe jest uzyskanie w punkcie przyłączenia obiektu wartości współczynnika mocy bliskiej jedności [10]. W sposób istotny problem ten coraz częściej dotyczy kubaturowych obiektów, szczególnie budynków biurowych. W związku z coraz to większymi i przyszłymi wymaganiami stawianymi

mi przed deweloperami w zakresie infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych dla nowych budynków systemy zarządzania energią dla takich obiektów staną się koniecznością [5, 6].

Sąsiedztwo miejskich sieci trakcyjnych tramwajowych lub trolejbusowych, budynków zajezdni i administracji podmiotów związanych bezpośrednio z miejskim transportem publicznym otwiera kolejne możliwości wykorzystania systemu SEMS. Z powodu powszechnego stosowania hamowania elektrodynamicznego w pojazdach miejskiej sieci trakcyjnej wartość napięcia na odbieraku prądu pojazdu hamującego może niebezpiecznie wzrosnąć. Po osiągnięciu pewnej wartości napięcia określonej przez parametry sieci następuje zwarcie biegunów odbieraka poprzez rezystor hamowania. Rezystor wytraca nadmiar energii kinetycznej pojazdu dopóki wartość napięcia nie zmniejszy się do wartości dopuszczalnej [11]. W chwili, gdy pojazd jest jedyny na danym odcinku zasilania znaczna ilość energii ulega konwersji na energię cieplną w rezystorze hamowania. Energia ta może zostać wykorzystana przez inny pojazd poruszający się na tym samym odcinku, a także z wykorzystaniem systemu SEMS może w pewnym stopniu pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną obiektów takich jak biura, warsztaty i budynki pomocnicze zajezdni. Możliwe jest także zastosowanie takiego układu (SEMS) w mniejszej skali na potrzeby zasilania oświetlenia, banerów reklamowych, tablic z rozkładami linii, czy biletomatów na pętlach i przystankach.

W przypadku trolejbusowego transportu miejskiego opartego na pojazdach trakcyjnych z pokładowymi magazynami energii elementy systemu SEMS pozwalają na wydłużenie linii komunikacji miejskiej. Wydłużanie linii może być realizowane bez konieczności rozbudowy infrastrukturalnych jest często bardzo utrudniona lub niemożliwa. Realizacja polega na instalowaniu stacjonarnych i niepowiązanych z siecią trakcyjną urzą-

dzeń w odpowiednich, oddalonych lokalizacjach, które pozwolą na doładowanie magazynu energii trolejbusu. Doładowanie ma pozwolić na bezproblemowy powrót do obszaru występowania odcinków traktacji elektrycznej. Zasada działania takiego układu jest zbliżona do wspomnianego układu stacji ładowania EV i bufora w postaci akumulatorowego magazynu energii. Jednak ładowanie magazynu energii znajdującego na pokładzie trolejbusu nie odbywa się poprzez przekształtnik zewnętrzny, a poprzez przekształtnik z obwodem transformatorowym znajdujący się również na pokładzie pojazdu. Związane jest to z minimalizacją stopni przekształcania oraz z koniecznością skrócenia czasu ładowania do wymaganego minimum. Stacjonarny układ zainstalowany w dedykowanym kontenerze lub budynku wyposażony jest w akumulatorowy magazyn energii, który doładowywany jest poprzez dwa stopnie przekształtników: AC/DC i DC/DC z sieci elektroenergetycznej. Drugi stopień DC/DC zapewnia separację galwaniczną sieci elektroenergetycznej od obwodów ładowania stacjonarnego magazynu energii. Układ TBC-01 realizujący omawianą koncepcję został zrealizowany we współpracy PKT Gdynia oraz firmy AREX (rys. 2). Dzięki zastosowaniu stacjonarnego magazynu energii zrealizowano bezawaryjne ładowanie trolejbusu Solaris Trollino 12 Electric z mocą o wartości ponad 100 kW (610 V, 165 A).

Warto zaznaczyć, że maksymalna moc ładowania stacjonarnego zasobnika wynosi 40 kVA i może być regulowana w zależności od zapotrzebowania i wartości mocy przyłączeniowej w danym punkcie sieci.

Zastosowanie modułów zarządczych i elementów systemu SEMS może przynieść korzyści dla pewnych określonych gałęzi przemysłu. Za pomocą odpowiednich interfejsów energoelektronicznych (PEI – ang. Power Electronic Interface) możliwe jest zgromadzenie przykładowo odpadowej energii ciepłej lub promieniowania

w zasobniku energii [12]. Energia elektryczna pochodząca z takich procesów może zostać wykorzystana do innych celów podnosząc przy tym sprawność całego systemu, a tym samym realnie wpłynąć na obniżenie kosztów. Rozszerzając dynamikę zasobnika akumulatorowego poprzez dołączenie do



Rys. 2. Układ TBC-01 z zewnątrz w trakcie ładowania trolejbusu (trakcyjnego magazynu energii)

niego superkondensatorowego (SC) zasobnika energii realne jest pokrycie chwilowego wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby procesów przemysłowych. Powstały w ten sposób układ hybrydowy (HESS – ang. Hybrid Energy Storage System) pozwala także na zwiększenie cykliczności akumulatorowej części modułu. Dodatkowo wykorzystanie takiego zasobnika pozwala na zminimalizowanie fluktuacji zmian napięcia zasilania niezbędnego do przeprowadzenia cyklicznych oraz dynamicznych procesów technologicznych, a także w przypadku generacji mocy wytwórczej przez farmy wiatrowe [13].

4. Przykładowe scenariusze pracy

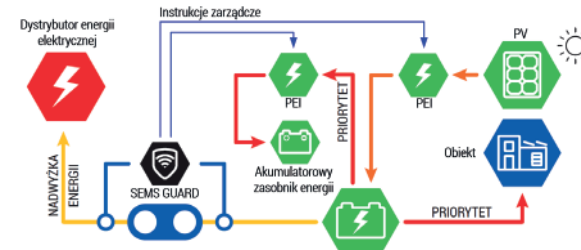
Przedstawione potrzeby rynku wprost przekładają się na odpowiednie konfiguracje i scenariusze pracy systemu. W celu uzupełnienia informacji dotyczących wariantów zastosowania SEMS zaproponowano w dalszej części artykułu wybrane scenariusze pracy. Scenariusz 1 pokazany na rysunku 3 dotyczy sytuacji, gdy generacja mocy z wykorzystaniem PV przewyższa zapotrzebowanie na energię elektryczną obiektu. Nadwyżka energii wykorzystywana jest do

Zasobniki energii oraz dwukierunkowe przekształtniki energoelektroniczne jako podstawa systemu zarządzania energią (SEMS)

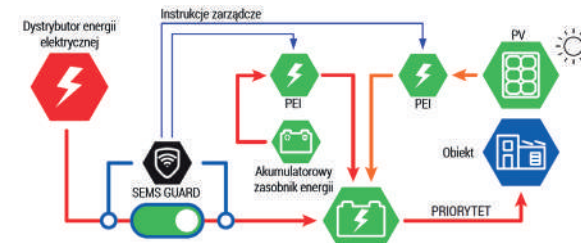
doładowywania lokalnego zasobnika, zgodnie z zaplanowaną strategią ładowania. Istniejąca różnica wartości mocy zapotrzebowania obiektu i doładowywania magazynu energii może być odsprzedawana dystrybutorowi energii elektrycznej. Przedstawiona strategia może obniżyć koszty bieżące obiektu lub instytucji.

Scenariusz 2 przedstawiony na rysunku 4 wystąpi w okresie wzmożonego zapotrzebowania obiektu na energię elektryczną. W takiej sytuacji wszystkie dostępne źródła dostarczają energię do priorytetowego odbioru. Przykładem takiej sytuacji może być zwiększone zapotrzebowanie mocy w skutek uruchomienia szybkiej ładowarki EV na terenie obiektu. Wprowadzenie do instalacji urządzeń zarządczych SEMS GUARD pozwala na kontroli wartości mocy pobieranej z sieci w punkcie przyłączenia obiektu. Umożliwia to zrealizowanie ochrony przed przekroczeniem wartości mocy zamówionej. Scenariusz 3 zilustrowany na rysunku 5 zaistnieje, gdy dostawa energii z pewnych powodów jest niemożliwa lub nie spełnia wymaganych parametrów jakości energii elektrycznej. Ocena przejścia w tryb pracy wyspowej może zostać podjęta na podstawie granicznych wartości parametrów jakości energii elektrycznej zadanych w układzie SEMS GUARD. Tryb pracy możliwy jest do zrealizowania, gdy dostępny jest zasobnik energii oraz inne źródła energii elektrycznej. Podobnie jak w scenariuszu 2 zapotrzebowanie na energię elektryczną obiektu przy zapewnieniu wymaganej wartości natężenia strumienia promieniowania słonecznego może zostać pokryte przez PV oraz zasobnik energii. Możliwości systemu SEMS zwiększają się z każdym kolejnym źródłem i konfigurowalnym odbiorem energii poprzez zastosowanie odpowiednich przekształtników PEI.

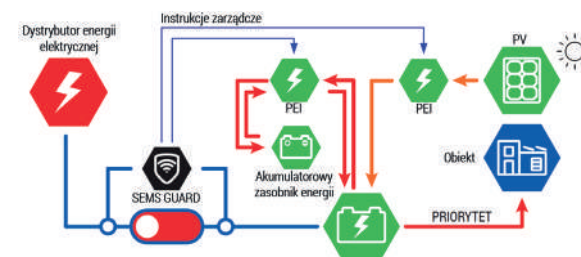
Kolejny scenariusz pracy związany jest z wykorzystaniem miejskiej trakcji elektrycznej trolejbusowej lub tramwajowej. Na rysunku 6 ilustracyjnie



Rys. 3. Przykładowy scenariusz pracy: scenariusz 1 – praca dzienna z nadwyżką energii



Rys. 4. Przykładowy scenariusz pracy: scenariusz 2 – praca dzienna ze wspomaganie z sieci



Rys. 5. Przykładowy scenariusz pracy: scenariusz 3 – praca dzienna, wyspowa

pokazano przykład realizacji układu. Koncepcja polega na magazynowaniu energii pochodzącej z hamowania elektrodynamicznego pojazdów trakcyjnych. Realizowana strategia sterowania przekształtnika z obwodem transformatorowym zapewniającym separację galwaniczną obwodu ładowania EV od obwodu zasilania pozwala na zmniejszenie zmian napięcia odcinka trakcji.

Dodatkowo możliwe jest wykorzystanie obwodu wtórnego przekształtnika do zasilania wolnostojącej szybkiej ładowarki EV.

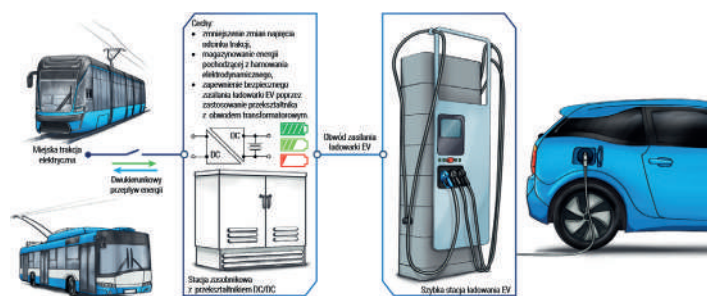
5. Elementy systemu

Zasobnik energii jest jednym z podstawowych elementów systemu SEMS. W zależności od zastosowania, do-

stępnej objętości i wymaganych parametrów elektrycznych możliwe jest wykorzystanie m.in. akumulatorów litowo-jonowych w technologii LFP, NMC i LTO, a także kwasowo ołowowych [3]. Rysunek 7 przedstawia zasobnik energii wykonany przy okazji wspomnianej współpracy z PKT Gdynia (rys. 2). Do wykonania magazynu energii o pojemności 65 kWh wykorzystano ogniwa w technologii LFP.

Zastosowanie odpowiednich urządzeń PEI umożliwia także wykorzystanie energii zgromadzonej w innych zasobnikach, np. hybrydowych HESS i kinetycznych [13]. Odpowiednie przekształtniki energoelektroniczne pozwalają na zasilanie systemu SEMS nie tylko ze źródeł OZE, ale m.in. z generatorów spalinowych, czy ogniw paliwowych.

Różnorodność zastosowania sprawia, że układy przekształtnikowe muszą być konfigurowalne pod względem elektrycznych parametrów wejściowych i wyjściowych z ograniczeniami wynikającymi z konstrukcji układu. Zastosowanie wymusza cechy układu, które musi spełnić przekształtnik energoelektroniczny. Cechy te mogą być związane m.in. z topologią przekształtnika, zrealizowanymi algorytmami sterowania, użytymi materiałami izolacyjnymi oraz wymaganiami zawartymi w dedykowanych normach przedmiotowych. W systemie SEMS w zależności od aplikacji występują przekształtniki sieciowe AC/DC, DC/DC obniżające i podwyższające obniżające napięcie bez oraz z obwodem transformatorowym [7]. Zasadniczą cechą wybranych układów przekształtnikowych jest możliwość dwukierunkowego przepływu energii. Właściwość ta pozwala na przepływ energii z sieci elektroenergetycznej lub trakcyjnej do magazynu energii i odwrotnie. Ładowarka EV posiadająca taką funkcjonalność przy zastosowaniu odpowiedniego pojazdu elektrycznego może realizować priorytetowe zasilanie obiektu (rys. 3). Kolejną cechą pozwalającą na konfigurowanie systemu pod względem mocy znamionowej zestawu jest zdol-



Rys. 6. Wykorzystanie miejskich sieci trakcyjnych do zasilania szybkich stacji ładowania pojazdów EV

ność pracy równoległej. Proponowane przekształtniki o mocy znamionowej 50 kW konstruowane są w standardzie 19" (rack). Zakłada się, że w podstawowym wykorzystaniu maksymalna ilość zrównoleglonych przekształtników to 5 (250 kW). Istnieje jednak możliwość zwiększenia mocy zestawu w zależności od zastosowania i potrzeb.



Rys. 7. Wykonany magazyn energii o pojemności 65 kWh wewnątrz zabudowy kontenerowej ładowarki TBC-01

Przykładem przekształtnika posiadającego wspomniane cechy jest układ DAB-03 (rys. 8). Zastosowana topologia układu DC/DC pozwala na zapewnienie separacji galwanicznej między obwodami wejściowymi i wyjściowymi. Zakres wartości napięcia wyjściowego urządzenia wynosi od 200 do 800 V, przy zachowanym zakresie wartości napięcia wejściowego od 740 do 760 V. Maksymalna wartość prądu wyjściowego wynosi 125 A. Przekształtnik DAB-02 może zostać wykorzystany jako stopień wyjściowy ładowarki EV oraz układ pośredniczący między trakcją elektryczną, a obwodem głównym systemu SEMS.

Modułowa konstrukcja systemu SEMS pozwala na realizację wielu typów instalacji i scenariuszy. Jednak trzeba pamiętać, że wymagania dotyczące pewnych aplikacji są różne pod względem wymagań środowiskowych, aplikacyjnych, czy indywidualnych potrzeb użytkownika. Przykładowo zapewnienie ochrony przeciwporażeniowej w rozbudowanym układzie wymaga specjalnego podejścia i niezbędnych obwodów oraz systemów bezpieczeństwa (np. UKSI – układ kontroli stanu izolacji).



Rys. 8. Przekształtnik DAB-03, obudowa 19" 4U

6. Systemy zarządzania

Niezbędnym elementem systemu SEMS jest zarządcza warstwa programowa przeprowadzana przez SEMS GUARD oraz algorytmy sterowania poszczególnych przekształtników. Użytkownik przez dedykowane oprogramowanie nadzorcze jest w stanie śledzić zmiany, a także wydawać dyspozycje pracy systemowi. Zarządzenie odbywać się może lokalnie na panelu kontrolnym oraz zdalnie za pomocą aplikacji internetowej i mobilnej.

Warto wspomnieć, że pewne realizacje systemu wymagają zastosowania standaryzowanych protokołów komunikacyjnych, które mogą być zaimplementowane w urządzeniu nadzorczym. Przykładowym protokołem używanym w ładowarkach EV jest OCPP (ang.

Open Charge Point Protocol). W przypadku instalacji fotowoltaicznych może to być na przykład protokół SunSpec, który wykorzystany jest do sterowania i monitorowania PV.

7. Podsumowanie

Modernizacja sieci dystrybucyjnych oraz inwestycje w krajowe jednostki wytwórcze jest procesem długotrwałym, dlatego należy spodziewać się, że sposobem na zmniejszenie konsumpcji energii będzie sukcesywny wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej oraz subwencje rządowe ukierunkowane na inwestycje w lokalne magazyny energii i OZE.

Rozwój technologii oraz dążenie do niskoemisyjnych lub bezemisyjnych pojazdów transportu grupowego i zbiorowego otwiera możliwości tworzenia wydajnych i konfigurowalnych systemów zarządzania energią. Za pomocą przekształtników energoelektronicznych możliwe jest zrealizowanie zadań przez wymagane scenariusze pracy. Wzrost liczby pojazdów EV może zmienić podejście do istniejących w infrastrukturze miejskiej alternatywnych instalacji energetycznych tj. tramwajowych i trolejbusowych sieci trakcyjnych.

Wszystkie te czynniki determinują rozwój autonomicznych systemów energetycznych związanych z obiektem, które w dużym stopniu ograniczą zużycie energii elektrycznej oraz zmniejszą zapotrzebowanie na moc zamówioną.

8. Bibliografia

1. Badea N., Badea G. V.: Low Emission Infrastructure for Powered EVs, 2019 Electric Vehicles International Conference (EV), Bucharest, October 2019.
2. Sorlei I.-S., Bizon N., Thounthong P., Varlam M., Carcadea E., Culcer M., Iliescu M., Raceanu M.: Fuel Cell Electric Vehicles—A Brief Review of Current Topologies and Energy Management Strategies, *Energies* 2021, 14(1), 252.
3. Miao Y., Hynan P., von Jouanne A., Yokochi A.: Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and

Opportunities for Advancements, *Energies* 2019, 12(6), 1074.

4. Czyż P., Reinke A., Michna M.: Zastosowanie tranzystorów GaN w wysokoczęstotliwościowych przekształtnikach DC/DC, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2017, R. 93, nr 1, s. 333-338.

5. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z 11 stycznia 2018, *Dz.U.* 2018, poz. 317.

6. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 26 czerwca 2019 r. w sprawie wymagań technicznych dla stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, *Dz.U.* 2019, poz. 1316.

7. Barlik R., Nowak M.: *Energoelektronika. Elementy, podzespoły, układy*, OWPW, Warszawa 2014.

8. Woźniak M.: Zrównoważona gospodarka energetyczna na obszarach wiejskich w Polsce, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 2018, 21(1), s. 69-84.

9. Yilmaz M., Krein P. T., Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles, *IEEE Trans. Power Electron.*, 2013, 28, (5), pp. 2151–2169.

10. Bielecka A., Wojciechowski D.: Stability Analysis of Shunt Active Power Filter with Predictive Closed-Loop Control of Supply Current, *Energies* 2021, 14(8), 2208.

11. Skibicki J.: Pojazdy elektryczne, część II, WPG, Gdańsk 2012.

12. Sadiku M. N. O., Omotoso A. A., Musa M. S., Power Electronic Interface, *IJTSRD*, Dec. 2019, 2456-6470, pp. 21-23.

13. Zhang Z., Zhang B., Wang D., Li P., Rong Y., Battery/super-capacitor HESS applied in DC microgrid, *Archives of Electrical Engineering*, 2020, 69(2), pp. 379-388.

14. Chwaleba A., Poniński M.: *Metrologia elektryczna*, Wydawnictwa Naukowo Techniczne, Warszawa 1998.

15. Kuśmierk Z., Korczyński M., J.: Measurement and Instrumentation – Why Needed in Engineering Education, 14th International EAEEIE Conference Educational, Innovations in EIE, Gdańsk, June 2003, s. 15.

Niestandardowe rozwiązania konstrukcji wsporczych linii napowietrznych wysokiego napięcia w aspekcie ochrony krajobrazu oraz oddziaływania pola elektromagnetycznego

Marek Jaworski
Politechnika Wrocławska

1. Wprowadzenie

W ciągu ostatnich 20 lat zużycie energii elektrycznej w Polsce wzrosło o ponad 23%, a jej wytwarzanie o nieco ponad 14%. Tendencja wzrostowa produkcji energii utrzymywała się do roku 2018 i wynosiła w nim 165,21 TWh. W tym samym roku zapotrzebowanie na energię elektryczną po raz pierwszy przekroczyło wartość 170 TWh [1]. W roku 2020 odnotowano spadek produkcji do 152,3 TWh przy jednoczesnym zużyciu 165,5 TWh energii.

Infrastruktura przesyłowa sieci najwyższych napięć (400 i 220 kV) powinna być przygotowana na przyłączanie nowych źródeł wytwórczych, w tym morskich farm wiatrowych lub integracji ze wspólnym europejskim rynkiem energii elektrycznej. Niedawno przyjęte rozporządzenie, pakiet "Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" [2], ustanawia ambitne normy, określając wymagane poziomy zdolności przesyłowych dla wymiany transgranicznej. Spełnienie tych norm wymaga od operatorów europejskich rozwijania sieci krajowych.

Sieć przesyłowa krajowego operatora systemu przesyłowego (PSE S.A.) ciągle się rozwija i wg stanu na 31.12.2020 r. liczy 15316 km długości [3]. W ciągu ostatnich 15 lat liczba linii 400 kV wzrosła z 68 (dane z roku 2005) do 111 (stan na grudzień 2020). Na początku 2021 roku długość wszystkich tych linii w przeliczeniu na jeden tor wynosiła 7822 km [3]. Ponad 7300 km stanowią w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym linie o napięciu 220 kV, które niestety wymagają pilnej modernizacji i przebudowy na napięcie 400 kV. Potrzeby rozbudowy sieci wynikają również z budowy nowych źródeł wytwórczych, zwłaszcza odnawialnych (OZE) i tzw. źródeł interwencyjnych.

Obecnie PSE SA jest w trakcie realizacji wieloletniego planu rozbudowy sieci przesyłowej najwyższych napięć. W perspektywie do roku 2030 PSE SA planuje wybudować ponad 3500 km nowych linii 400 kV oraz zmodernizować ponad 1600 km linii 400 kV. Sumaryczną wartość nakładów na ten cel szacuje się na ok 14 mld złotych [3].

2. Budowa przesyłowych linii napowietrznych w aspekcie ochrony krajobrazu

Proces inwestycyjny, którego celem jest wybudowanie linii przesyłowej, rozpoczyna gruntowne studium techniczno-ekonomiczne, w toku którego określa się podstawowe parametry linii, istotne dla sprawnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, tj.: zdolność przesyłową linii, napięcie oraz układ pracy linii (jedno-, dwu- czy wielotorowa). Podczas prac prognostycznych wymienione parametry podlegają dokładnej analizie, przede wszystkim z punktu widzenia ekonomiczno-niezawodnościowego. Nie ulega wątpliwości, że przy obecnych uwarunkowaniach (duże moce przesyłane na znaczne odległości, niewielkie straty energii), jednym z najkorzystniejszych rozwiązań jest budowa linii przesyłowych o napięciu co najmniej 400 kV. Na świecie budowane są linie na napięcie 1200 kV (doświadczalny odcinek linii w Indiach) oraz na napięcie 1000 kV (linia o długości 640 km i zdolności przesyłowej 3000 MW w Chinach) [4].

Oddziaływanie pola elektromagnetycznego oraz hałasu wytwarzanego przez linie napowietrzne o napięciu 400 kV można oszacować przed jej wybudowaniem na podstawie wyników symulacji komputerowych. Na etapie projektowania niezwykle trudno jest jednak ocenić, czy i w jakim stopniu linia napowietrzna spowoduje obniżenie walorów krajobrazu, tym

Niestandardowe rozwiązania konstrukcji wsporczych linii napowietrznych wysokiego napięcia w aspekcie ochrony krajobrazu oraz oddziaływania pola elektromagnetycznego

bardziej, że indywidualne odczucia poszczególnych osób są w tym względzie subiektywne i często znacznie różnią się od siebie. Ochrona krajobrazu, rozumianego jako zasób wartości wizualno-estetycznych, powstałych w wyniku wzajemnego oddziaływania czynników przyrodniczych i działalności człowieka, należy do najważniejszych zadań podejmowanych w ramach planowania zagospodarowania przestrzennego. Według Europejskiej Konwencji Krajobrazowej [5] krajobraz jest jednym z ważniejszych elementów kształtujących jakość życia ludzi, toteż musi być właściwie chroniony i kształtowany. Ocena estetyczna krajobrazu jest jednak z definicji subiektywna i niesprawdzalna. Odbiór krajobrazu przez jedną osobę może zmieniać się w zależności od pory dnia lub warunków atmosferycznych, może ewoluować wraz z upływającym czasem lub zależeć od trudnych do zdefiniowania wahań nastroju, co w pełni potwierdzają ustalenia zawarte w opracowaniu [6]. W ocenie wizualnej krajobrazu ważne jest także określenie przedmiotu oceny. Krajobraz może być rozumiany jako konkretny widok lub jako obszar o zdefiniowanych granicach, zawierający w sobie wiele widoków. Mimo trudności metodologicznych od lat są podejmowane mniej lub bardziej udane próby badań nad oceną estetyki i atrakcyjności wizualnej przestrzeni geograficznej. Jedną z nich jest waloryzacja oceny atrakcyjności wizualnej mezoregionów Polski dokonana na podstawie oceny rzeźby terenu, wód powierzchniowych i roślinności [7].

Stosowanie napowietrznych linii najwyższych napięć było i nadal pozostaje dominującym sposobem przesyłu energii elektrycznej na duże odległości. Linie te na stałe wpisały się w nasze otoczenie i stały się powszechnym elementem środowiska kulturowego, tak w Polsce, jak i we wszystkich krajach świata. Pomimo tej powszechności słupy linii napowietrznych uznawane są za jedno z elementów przestrzennych w największym stopniu obniżających walory krajobrazowe obszarów

chronionych [6]. Te stalowe konstrukcje kratowe przedstawione na rysunku 1 o wysokościach od 30 m (słupy serii Y25, F) do ok. 80 m (słupy serii E33), widoczne z odległości kilku kilometrów, wpływają na krajobraz negatywnie.

Budowa linii o napięciu 400 kV wiąże się z licznymi protestami ludności zamieszkującej tereny, przez które przechodzi trasa linii. Świadczy to o tym, jak trudno uzyskać akceptację społeczną dla budowy nowych linii napowietrznych najwyższych napięć. Podstawową przyczyną tych protestów jest obawa przed oddziaływaniem pola elektrycznego i magnetycznego oraz hałasu wytwarzanego przez przewody fazowe linii oraz utratą walorów krajobrazowych terenu, przez który przebiega trasa takiej linii.

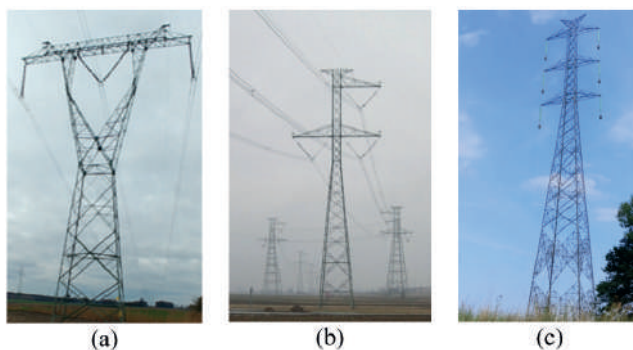
W niniejszym referacie przedstawiono kilka niestandardowych konstrukcji wsporczych, które już są lub mogą w przyszłości zostać wykorzystane w budowie napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu co najmniej 400 kV. Oceniono również poziomy wytwarzanego przez takie linie pola elektrycznego i magnetycznego oraz porównano je z wartościami pól wytwarzanych w otoczeniu istniejących linii napowietrznych. Zastosowanie tych innowacyjnych rozwiązań może zdaniem autora doprowadzić do zwiększenia akceptacji społecznej podczas budowy linii napowietrznych.

3. Innowacyjne konstrukcje wsporcze stosowane w budowie linii napowietrznych najwyższych napięć

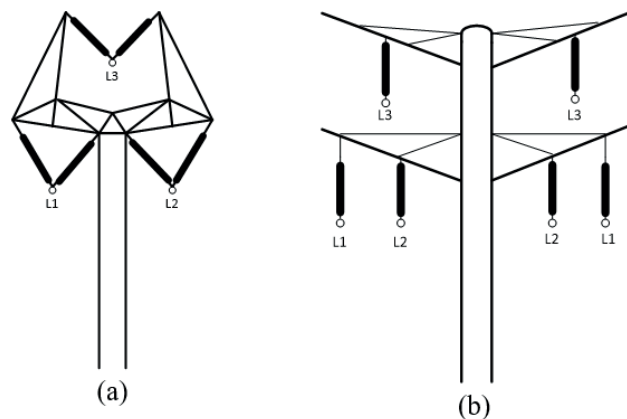
Jedną z największych przeszkód w dostarczaniu bardziej ekologicznej i czystszej energii elektrycznej na całym świecie jest stara i nieefektywna infrastruktura sieci przesyłowej. Większość linii przesyłowych wymaga modernizacji. Konstrukcje wsporcze (głównie stalowe słupy kratowe) opierają się na projektach z pierwszej połowy XX wieku. Budowane na nich linie napowietrzne nie są w stanie sprostać obecnemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną.

W ciągu ostatnich kilkunastu lat powstało wiele projektów innowacyjnych konstrukcji wsporczych stosowanych w budowie linii napowietrznych. Zagadnienia te stały się tematem spotkania przedstawicieli 17 państw w ramach działania Komitetu Studiów CIGRE. Prace Grupy Roboczej B2-08 zostały zakończone wydaniem w lutym 2010 r. Broszury Technicznej CIGRE TB nr 416 [8] oraz opublikowaniem kilka miesięcy później 64-stronicowego aneksu [9]. W publikacji [8] przedstawione zostały liczne zdjęcia niestandardowych konstrukcji wsporczych wzniesionych w Dani, Finlandii, Francji i Islandii, które miały za zadanie być bardziej atrakcyjnymi wizualnie i lepiej wkomponować się w otaczający je krajobraz. Na szczególne wyróżnienie zasługują prace duńskiej firmy architektoniczno-projektowej założonej w 1994 roku przez Erika Bystrupa [10]. Projekty tej firmy koncentrują się na estetyce, funkcjonalności, ekonomii i ekologii. W 2001 r. konstrukcja zwana Design Pylon (rys.2a) zaprojektowana przez firmę Bystrup otrzymała pierwszą nagrodę w międzynarodowym konkursie organizowanym przez Energinet - duńskiego krajowego operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej i gazu ziemnego. W roku 2006 zbudowano w Danii 27 kilometrowy odcinek linii napowietrznej wykorzystujący 80 słupów Design Pylon. Zaletą tych słupów miało być ograniczenie wizualnej ingerencji w krajobraz. Słup został zredukowany do kilku prostych elementów. Podczas produkcji przebadano różne materiały i ostatecznie wybrano na trzon słupa ocynkowaną ogniowo stal, a kratową głowicę ze spawanych rur wykonano ze stali nierdzewnej. Wysokość słupa nie przekracza 31,5 m.

Innym ciekawym rozwiązaniem dla linii dwutorowych są słupy serii Eagle zaprojektowane przez firmę Bystrup. Trzon słupa w postaci cylindrycznego wału wykonany został ze stali ocynkowanej ogniowo. Do niego przymocowane są cztery ramiona skierowane ku górze (rys.2b). To właśnie z wykorzystaniem



Rys. 1. Linie napowietrzne 400 kV na kratowych słupach serii a) Y25, b) W33, c) E33



Rys. 2. Sylwetki słupów a) Design Pylon, b) Eagle Pylon

słupów serii Eagle wybudowano w Danii w roku 2014 dwutorową linię 400 kV o długości ok. 175 km, która zastąpiła linię jednorodową. Linia ta stanowi obecnie trzon duńskiej sieci przesyłowej, łącząc Niemcy z Norwegią i Szwecją.

Firma Bystrup ma w swojej ofercie szereg innych konstrukcji słupów. Należą do nich słupy serii Sky [10,11], których powierzchnia obłożona jest polerowaną stalą nierdzewną. Słup przez to ma wtopić się w otoczenie oraz odbijać krajobraz, niebo i światło. Zmniejszenie odległości do 6 m między fazami umożliwiło zaprojektowanie słupa, w którym wszystkie fazy są zawieszone w jednej płaszczyźnie poziomej, a jego wysokość nie przekracza 29,1 m.

Kilka lat temu zespół badawczo-rozwojowy firmy Bystrup zaprojektował słup, który może zapoczątkować nową erę dla branży linii przesyłowych. Słup wykonany jest w całości z materiałów kompozytowych z parą ramion, do których można przymocować dwa toru linii 400 kV [10,11]. Trzon słupa jest przymocowany do monopala wbijanego w ziemię. Słup ten można złożyć na miejscu i postawić w ciągu jednego dnia. Jego masa stanowi ok. 30% masy tradycyjnych stalowych słupów kratowych. Może być transportowany helikopterem i posadawiany przy użyciu lekkiego sprzętu. Prototyp słupa kompozytowego o wysokości 22,5 m powstał w roku 2018 we współpracy

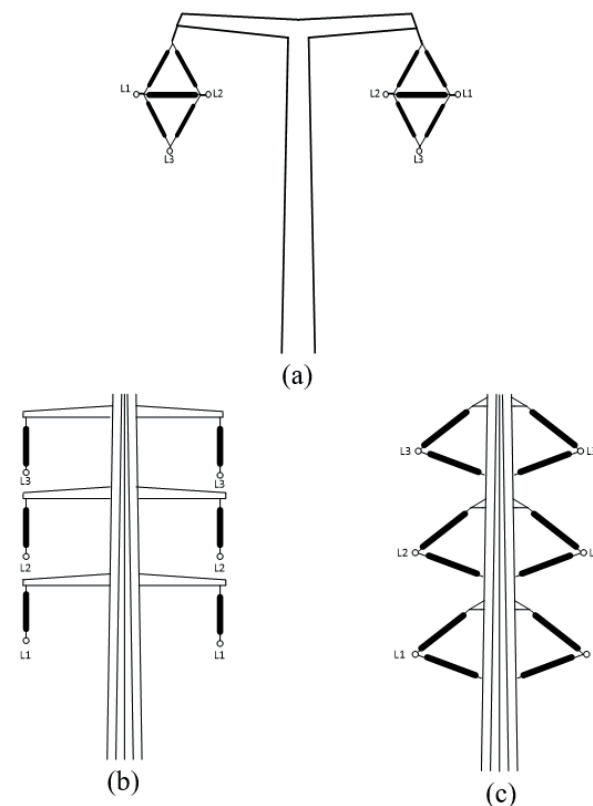
z Duńskim Uniwersytetem Technicznym i Uniwersytetem w Aalborgu [11].

W 2011 r. Royal Institute of British Architects (RIBA), Department of Energy and Climate Change (DECC) i National Grid w Wielkiej Brytanii ogłosili konkurs na zaprojektowanie słupów przyszłości, które miałyby zastąpić wysłużone kratowe konstrukcje stalowe [10]. W tym międzynarodowym konkursie zwyciężyła konstrukcja T-Pylon opracowana przez duńską firmę Bystrup. Słup ma kształt litery T i przypomina latarnię uliczną (rys.3a). T-Pylon jest konstrukcją składającą się tylko z kilku części, można go szybko zbudować i praktycznie nie wymaga konserwacji. Najbardziej niezwykłą cechą konstrukcji T-Pylon jest to, że wszystkie przewody jednego toru linii przymocowane są do specjalnej konstrukcji izolatorów przymocowanych w jednym punkcie do ramion słupa. Pierwsze konstrukcje tych słupów wzniesiono w roku 2015 w akademii szkoleniowej National Grid w Eakring w Nottinghamshire, T-pylon o wysokości ok. 35 m ma przewidywany okres użytkowania wynoszący 80 lat.

4. Obliczenia rozkładów pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 400 kV

Wszystkie rozkłady pola elektromagnetycznego przedstawione w niniejszym rozdziale zostały przygotowane w oparciu o opracowany przez autora referatu program komputerowy PoIE-M v.1.0.2.0. Algorytm zastosowany w programie oparty jest na metodzie superpozycji i odbicia lustrzanego.

Oprogramowanie PoIE-M umożliwia obliczenia rozkładów natężenia pola elektrycznego i magnetycznego w przekroju prostopadłym do osi linii wyposażonej w maksymalnie 16 przewodów. W ten sposób sprawdzono i porównano poziomy pole elektrycznego i magnetycznego, które mogą występować w pobliżu linii napowietrznych zbudowanych przy użyciu tradycyjnych i niestandardowych słupów. Obliczenia przeprowadzono



Rys. 3. Sylwetki słupów a) T- Pylon, b) rurowy tradycyjny, c) kompaktowy rurowy

dla jednorodowych linii 400 kV na słupach serii Y25 (rys.1a), W33 (rys.1b), Design Pylon (rys.2a) i dwutorowych linii 400 kV wykonanych na słupach serii E33 (rys.1c), T-Pylon (rys.3a), Eagle Pylon (rys.2b) oraz słupach rurowych z poprzecznikami metalowym (rys.3b) i izolacyjnymi (rys.3c).

Wszystkie obliczenia zostały wykonane dla najbardziej niekorzystnych warunków pracy linii elektroenergetycznych. Przyjęto maksymalne napięcie, maksymalne obciążenie przewodów liniowych i minimalną odległość przewodów od masy. Aby móc porównać uzyskane rozkłady pól w pobliżu różnych linii, w programie PoIE-M przyjęto następujące założenia:

- współrzędne zawieszenia przewodów zgodne z sylwetką i typem słupa,
- minimalna odległość od przewo-

- dów fazowych do ziemi $h_{min} = 10,0$ m,
- maksymalne napięcie pracy linii $U_{rmax} = 420$ kV,
- dla linii jednorodowych - przewody stalowo-aluminiowe typu 2xAFL-8 525 mm², o średnicy 3,15 cm i maksymalnym obciążeniu 2500 A,
- dla linii dwutorowych przewody stalowo-aluminiowe typu 3xAFL-8 350 mm² o średnicy 2,61 cm i maksymalnym obciążeniu 2500 A,
- dla linii dwutorowych obliczenia wykonano dla dwóch różnych układów fazowych: symetrycznego (rys.4) i przeciwnego (rys.5).

Zestawienie obliczonych maksymalnych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, które występują w otoczeniu linii jednorodowych o napięciu 400 kV przedstawiono w tabeli 1, natomiast odpowiednie rozkłady natężenia pola elektrycznego na rysunku 6 i magnetycznego – na rysunku 7. Obliczone wartości porównano z obowiązującymi w Polsce przepisami dotyczącymi ochrony przed polem elektromagnetycznym w środowisku [15]

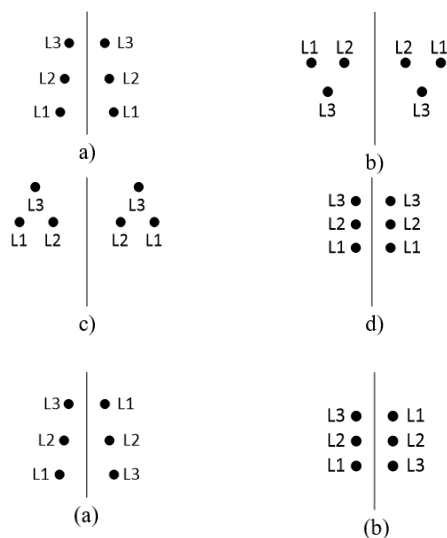
Rodzaj słupów linii	Maksymalna wartość natężenia pola elektrycznego E (kV/m)	Maksymalna wartość natężenia pola magnetycznego H (A/m)	Szerokość obszaru, w którym E>1 kV/m
Y25	7,11	46,6	± 32 m
W33	7,54	44,7	± 29 m
Design Pylon	6,74	41,0	± 25 m

Tabela 1. Obliczone maksymalne wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego występujące w otoczeniu jednorodowych linii napowietrznych o napięciu 400 kV

Zestawienie obliczonych maksymalnych wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, które występują w otoczeniu linii dwutorowych o napięciu 400 kV przedstawiono w tabeli 2, natomiast odpowiednie rozkłady natężenia pola elektrycznego na rysunku 8 i magnetycznego – na rysunku 9.

W celu pokazania, że na rozkład pola elektrycznego i magnetycznego w oto-

czeniu linii dwutorowych wpływa nie tylko rodzaj słupów, skutkujący zmianą geometrii rozmieszczenia przewodów, ale również układ faz, przeprowadzono serię obliczeń dla linii dwutorowych zbudowanych na słupach serii E33 oraz słupach rurowych (w tym kompaktowych). Rozkłady natężenia pola elektrycznego przedstawiono na rysunkach 10 i 11, a magnetycznego na rysunkach 12 i 13.



Rys. 4. Symetryczny układ faz dla linii wykonanych na słupach
a) E33, b) T-Pylon, c) Eagle Pylon, d) rurowych

Rys. 5. Przeciwny układ faz dla linii wykonanych na słupach
a) E33, b) rurowych

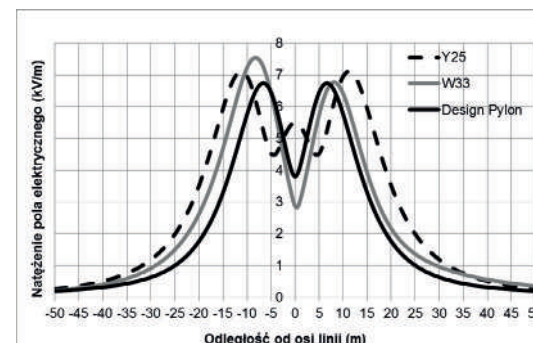
5. Wnioski końcowe

Zaletą wykorzystania niestandardowych konstrukcji wsporczych jest ograniczenie wizualnej ingerencji w krajobraz oraz, jak wykazały wyniki obliczeń, mniejsze wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, jakie występuje na terenie znajdującym się pod tego rodzaju liniami, w porównaniu do linii budowanych z użyciem standardowych konstrukcji wsporczych. Biorąc pod uwagę obawy ludności przed oddziaływaniem pola elektromagnetycznego towarzyszącego pracy linii napowietrznych oraz utratę walorów krajobrazowych terenu, przez który przebiega trasa linii, to właśnie linie budowane z użyciem niestandardowych słupów mogą uzyskać większą akceptację społeczną.

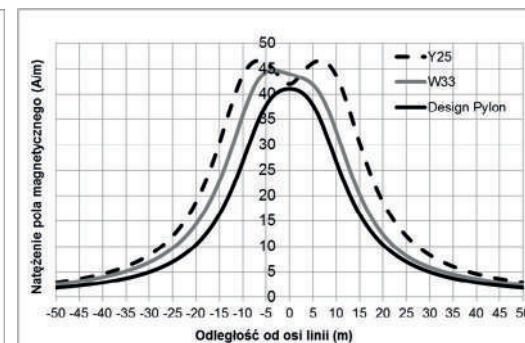
Niestandardowe rozwiązania konstrukcji wsporczych linii napowietrznych wysokiego napięcia w aspekcie ochrony krajobrazu oraz oddziaływania pola elektromagnetycznego

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń można stwierdzić, że duży wpływ na rozkłady pola elektrycznego i magnetycznego pod liniami napowietrznymi ma geometria ułożenia przewodów na konstrukcji słupa. Przy przyjęciu tych samych założeń jednakowych wartości napięcia, prądu obciążenia i odległości przewodów od ziemi dla różnych konstrukcji słupów uzyskuje się odmiennie rozkłady obu składowych pola elektromagnetycznego.

Doświadczenia takich krajów jak Dania czy Wielka Brytania w budowie linii napowietrznych z wykorzystaniem niestandardowych konstrukcji wsporczych (T-Pylon, Design Pylon) są pozytywnym przykładem na to, że rozwiązania takie są zazwyczaj akceptowane przez społeczności lokalne zamieszkujące tereny, przez które przebiegają tego rodzaju linie. Zdaniem autora referatu rozwój sieci najwyższych napięć w Polsce powinien bazować na budowie rurowych linii kompaktowych lub linii na innych niestandardowych konstrukcjach wsporczych. Linie te mogą mieć status przyjaznych środowisku poprzez istotnie zmniejszony wpływ na krajobraz oraz mniejsze wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, w odniesieniu do linii wykonanych na tradycyjnych kratowych konstrukcjach wsporczych.



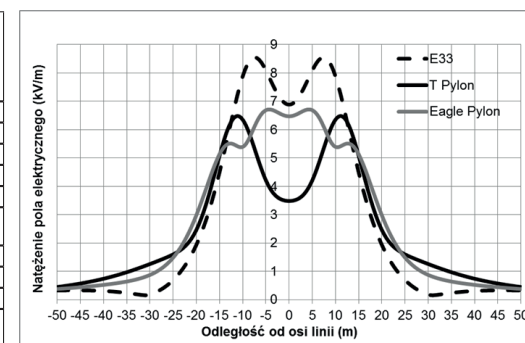
Rys. 6. Rozkłady natężenia pola elektrycznego w otoczeniu linii jednotorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii



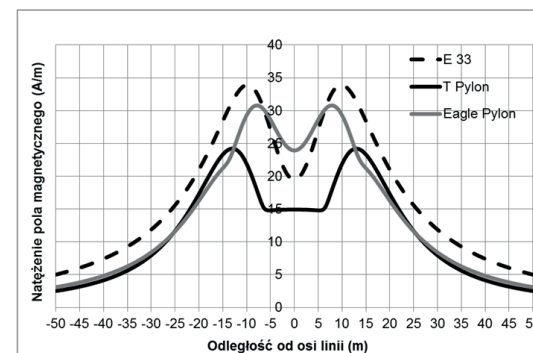
Rys. 7. Rozkłady natężenia pola magnetycznego w otoczeniu linii jednotorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii

Rodzaj słupów linii	Maksymalna wartość natężenia pola elektrycznego E (kV/m)	Maksymalna wartość natężenia pola magnetycznego H (A/m)	Szerokość obszaru, w którym E>1 kV/m
Układ faz symetryczny			
E33	8,55	33,9	± 23,5 m
T-Pylon	6,48	24,2	± 34,5 m
Eagle Pylon	6,71	30,8	± 28,5 m
Rurowe	9,37	38,1	± 21,0 m
Rurowe kompaktowe	9,30	36,4	± 19,5 m
Układ faz przeciwny			
E33	7,20	37,5	± 23,5 m
Rurowe	6,73	36,7	± 21,5 m
Rurowe kompaktowe	6,23	34,1	± 19,5 m

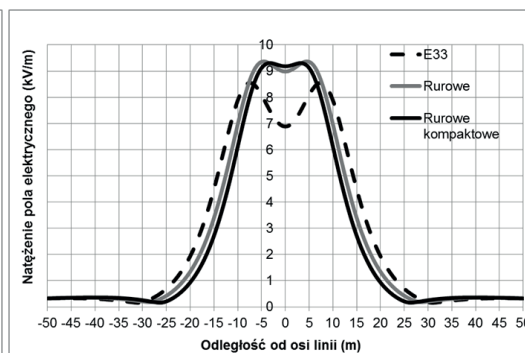
Tabela 2. Obliczone maksymalne wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego występujące w otoczeniu dwutorowych linii napowietrznych o napięciu 400 kV



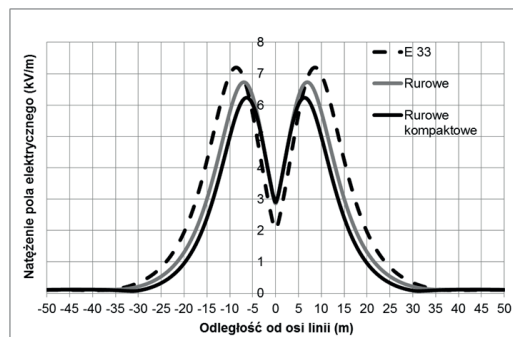
Rys. 8. Rozkłady natężenia pola elektrycznego w otoczeniu linii dwutorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy symetrycznym układzie faz i najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii



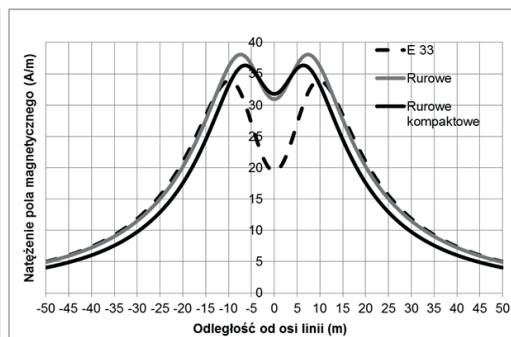
Rys. 9. Rozkłady natężenia pola magnetycznego w otoczeniu linii dwutorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy symetrycznym układzie faz i najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii



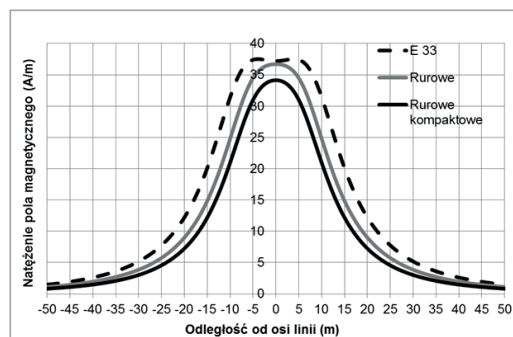
Rys. 10. Rozkłady natężenia pola elektrycznego w otoczeniu linii dwutorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy symetrycznym układzie faz i najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii



Rys. 11. Rozkłady natężenia pola elektrycznego w otoczeniu linii dwutorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy przeciwnym układzie faz i najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii



Rys. 12. Rozkłady natężenia pola magnetycznego w otoczeniu linii dwutorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy symetrycznym układzie faz i najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii



Rys. 13. Rozkłady natężenia pola magnetycznego w otoczeniu linii dwutorowych 400 kV. Obliczenia przeprowadzono przy przeciwnym układzie faz i najbardziej niekorzystnych warunkach pracy linii

6. Bibliografia

1. Raport PTPIREE Energetyka, Dystrybucja, Przesył, Poznań, sierpień 2021 r.
2. Clean Energy for all Europeans, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019
3. <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosc/krajowy-system-elektroenergetyczny/informacje-o-systemie>
4. Rakowska A.: Linie elektroenergetyczne WN i NN – światowe rekordy. Przegląd Elektrotechniczny R.92 Nr 10/2016. 2003, s.1-4
5. Council of Europe. European Landscape Convention, ETS No.176, Florence, 20/10/2000
6. Protecting the Irish Environment and Landscape. A critical Issue for Irish Tourism. Position Paper, ITIC, August, 2014
7. Śleszyński P.: Ocena atrakcyjności wizualnej mezoregionów Polski. Znaczenie badań krajobrazowych dla zrównoważonego rozwoju. WGiSR UW, Warszawa, 2007, s. 697-714
8. CIGRE TB No 416, Innovative solutions for overhead line supports, WG.B2.08, January 2010
9. CIGRE TB 416 A, Innovative solutions

for overhead line supports, Anex, WG-B2.08, June 2010

10. <https://www.powerpylons.com>
11. <https://sinopa.ca/products/electricity-transmission-pylon>
12. Linia elektroenergetyczna 400 kV Pasikowice-Wrocław zaprojektowana i zbudowana na słupach rurowych. Folder firmy KromissBis, 2011
13. Pfisterer Switzerland AG. Compact lines. Aesthetic and economical. For advanced electricity grids. 2018
14. <https://sinopa.ca/obj/the-needle>
15. Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku. Dz.U. z 2019 r. poz. 2448.

Koncepcja zbocznikowania dławikiem przesuwnika fazowego na granicy polsko-niemieckiej

Krzysztof Szubert
Politechnika Poznańska

1. Wprowadzenie

W związku z tym, że w systemie niemieckim występuje znaczący udział elektrowni wiatrowych, następuje nieplanowany przesył energii polską siecią wzdłuż zachodniej granicy z Niemiec głównie do Czech (rys.1).

Dopóki nie występowało przeciążenie linii przesyłowych, a wahania mocy nie zagrażały naszemu systemowi, Polska pobierała opłaty za transfer energii i była zadowolona. Jednakże zbyt duże obciążenia sieci spowodowały, że w Mikułowej oraz w Krajniku na granicy Polski-Niemieckiej stanęły przesuwniki fazowe dzięki którym możemy bronić się przed niechcianymi przepływami prądu [2]. Ponieważ nie występuje szybka regulacja przepływającej mocy dostosowana do planów, ale pilnująca tylko zdolności przesyłowych widzimy na rysunku 1 różnicę między planowaną, a rzeczywistą wymianą energii na linii Niemcy-Polska-Czechy. Ułatwia to utrzymanie stabilności w niemieckim systemie.

Po awarii w japońskiej elektrowni atomowej w Fukushima, w niemieckim systemie zostały wyłączone elektrownie atomowe, ponadto aby ograniczyć efekt cieplarniany powoli odchodzi się od węgla – Niemcy wiodą prymat w „zielonej energii”. Niestety źródła tej energii są chimeryczne i ilość dostarczonej przez nie energii zależy od warunków pogodowych. Wpływa to na

kłopoty ze sterowalnością tego systemu. Do jego ustabilizowania wykorzystywane są po części systemy krajów ościennych. W efekcie z systemu niemieckiego rozchodzą się zakłócenia na Europę (rys.2)

Ponieważ maksymalny kąt rozchyłu napięć w polskim systemie jest poniżej 300°, oscylacje te nie stanowią zagrożenia dla stabilności naszego systemu. Jednakowoż generują straty przesyłowe (a zatem koszty), równocześnie przyczyniając się do podniesienia temperatury przewodów, ograniczając ich prądowe zdolności przesyłowe.

Analogiczny problem występował na granicy Amerykańsko – Kanadyjskiej; pierwotnie zastosowano tam również sterownik PST, jednakże wymagał on nadążnych układów regulacji; z drugiej strony zaobserwowano wystąpienie samoregulacji przesyłanej mocy po zbocznikowaniu sterownika PST dławikiem – tak powstał międzyfazowy sterownik mocy (ang. Interphase Power Controller – IPC) [4]. Rozwiązanie to wydaje się również bardzo dobrym jako docelowe dla Polski, jednakże występują zasadnicze różnice w połączeniach między tymi systemami, więc nie da się tego przenieść jako prostą „kalkę”, pierwotnego rozwiązania. Krótki odcinek linii transgranicznej i gęste powiązania sieci po obu jej końcach spowodują spodziewane perturbacje w pracy zabezpieczeń.



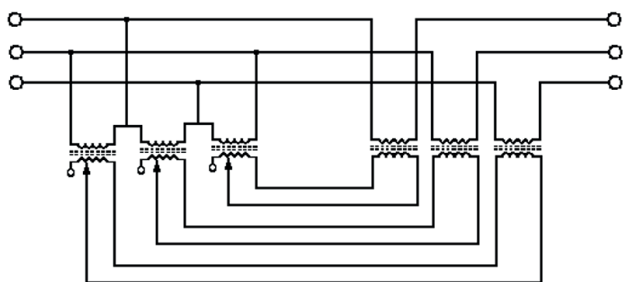
Rys. 1 Chwilowy przepływ mocy na polskiej granicy [1]



Rys. 2 Oscylacje mocy występujące w Europie [3]

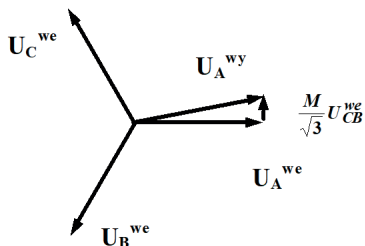
2. Właściwości przesuwника fazowego

Przesuwniki fazowe małej mocy budowane są często jako zatrzymane silniki pierścieniowe. W energetyce siły mechaniczne które by wówczas występowały powodowałyby uszkodzenia mechaniczne takiego PST. W efekcie wykorzystuje się układ dwóch transformatorów, pierwszy podłączony jest standardowo w trójkąt, drugi podłączony jest szeregowo i zasilany napięciem międzyfazowym faz „obcych” (UA z UBC) jak przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3 Ideowy schemat obwodów głównych sterownika PST

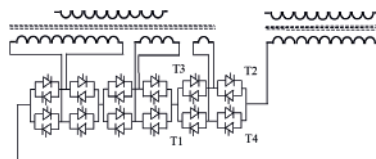
Ponieważ w układzie 3 fazowym napięcie międzyfazowe faz „obcych” jest przesunięte względem napięcia odniesienia o kąt 90°, powstaje trójkąt prostokątny, a suma rozpatrywanych napięć daje napięcie przesunięte o nieco większej amplitudzie (rys.4).



Rys. 4 Kształtowanie napięć przez przesuwnik fazowy

Transformator równoległy do pracy w układzie sterownika PST dobiera się najczęściej z trzema uzwojeniami wtórnymi. Najlepszy ich podział jest w stosunku 1:3:9, powstaje się wówczas kolejnych jednostkowych ± 13 stopni regulacji. Gdy przesunięcie fazowe jest mniejsze od 150°, powodowany przez nie wzrost napięcia jest mniej-

szy od 3,5%, w efekcie z reguły nie jest wymagana korekta modułu napięcia. W przeciwnym wypadku dodaje się dodatkowy autotransformator o przekładni zbliżonej do jedności i uzyskuje się sterownik VRPST zarówno do regulacji przepływu mocy biernej jak i czynnej. Obie regulacje nie są płynne lecz wielostopniowe. Załączenie poszczególnych stopni strony wtórnej transformatora równoległego odbywa się poprzez mosty tyrystorowe (Rys.5), w których tyrystory pracują przy pełnymysterowaniu. Dzięki temu w napięciu nie generują się wyższe harmoniczne i ograniczone są straty przełączeniowe, a ponadto każde uzwojenie może być wyłączone lub załączone w stronę dodatnich albo ujemnych wartości.

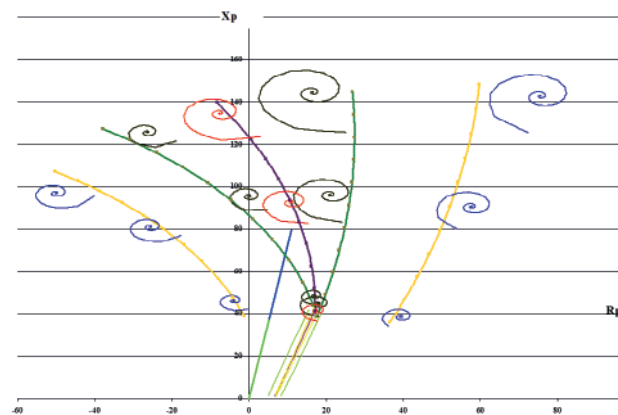


Rys. 5 Schemat jednofazowy tyrystorowego przełącznika zaczepów sterownika TCPST

Biorąc pod uwagę, że jak wspomniiano wcześniej kąt rozchyłu wektorów napięć w naszym systemie jest poniżej 300°, a możliwość jego regulacji przez PST jest większa od 100°, to zakres regulacji jest co najmniej wystarczający. Z drugiej strony brak płynności w regulacji (wielostopniowość) powoduje, że układ nie nadaje się do tłumienia w pełni kołysani mocy.

Zamontowanie PST nie miało większego wpływu na pracę zabezpieczeń. Z racji wymagań redundancji, aby nie podwajać ilości zespołów układów pomiarowych, zabezpieczeń i wyłączników stosuje się rezerwowanie ich w sposób zdalny (między stacjami). Zatem należy zastosować zabezpieczenia, które potrafią określić czy awaria wystąpiła w podstawowej strefie ich działania, czy w strefie gdzie pełnią funkcje rezerwowe. To powoduje, że zabezpieczenia odległościowe (nawet gdy pełnią funkcje tylko rezerwowych) znajdują się na większości stacji.

Przykładowa modyfikacja pomiaru impedancji przez te zabezpieczenia na skutek zainstalowania PST została pokazana na rysunku 6.

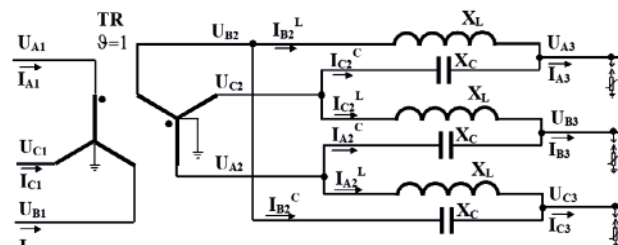


Rys. 6 Impedancje pomierzone przez zabezpieczenie odległościowe uzyskane na podstawie wzorów analitycznych, oraz pomierzone na stacji w trakcie symulacji [5]

W pierwszej i drugiej strefie działania zabezpieczenia jest to wartość w zasadzie nie istotna. W trzeciej strefie widać wyraźną różnicę jednak głównie w wartościach rezystancji, zwiększając nastawę zabezpieczenia tejże strefy w zakresie rezystancji i nieznacznie reaktancji zapewnia się prawidłową pracę zabezpieczenia – nie wymaga się stosowania innych zestawów zabezpieczeń niż to było przed montażem PST.

3. Właściwości międzyfazowego sterownika mocy

Międzyfazowy sterownik mocy przesyła do danego punktu energię przez dwa elementy reaktancyjne zasilane z punktów o różnych przesunięciach



Rys. 7 Obwód główny najprostszego sterownika IPC

fazowych względem siebie i względem punktu docelowego. Najprostszym rozwiązaniem takiego układu zbudowanego z transformatora Yy6 oraz kondensatorów i dławików przedstawiono na rysunku 7.

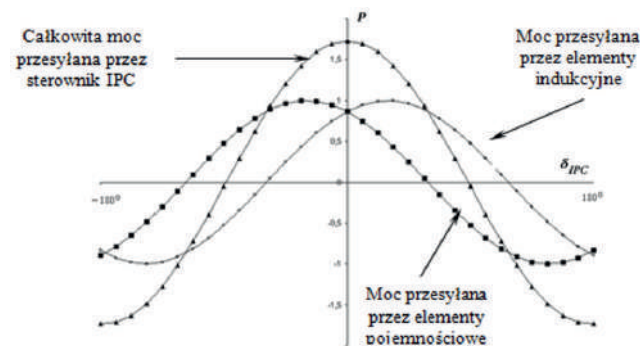
Dzięki takiemu połączeniu, chociaż moc czynna przesyłana przez poszczególne reaktancje jest funkcją sinusa kąta rozchylenia wektorów napięć, wypadkowa moc czynna przesyłana jest funkcją cosinusa tego kąta (rys.8).

Ustawiając na PST kąt około 60° i bocznikując sterownik reaktancją indukcyjną podłączoną do fazy przesuniętej o 120°, otrzymuje się podobny rozkład napięć i prądów mając jednocześnie możliwość regulacji mocy maksymalnej przesyłanej przez sterownik.

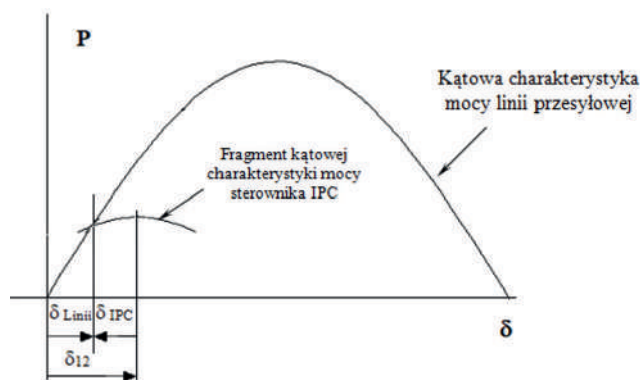
Biorąc pod uwagę różnice stromości charakterystyk $P=f(\delta)$ linii (sinusoida w okolicach 30°) i sterownika IPC (kosinusoida w okolicach 0°) oraz, że taka sama moc musi być przesyłana przez oba elementy, zmiany kąta pomiędzy systemami będą się głównie odkładały na sterowniku a nie na linii (rys.9), w efekcie wypadkowa moc przesyłana będzie zmieniać się nieistotnie (występujące normalnie zmiany zostaną wytłumione).

Sterownik ten w trakcie zwarcia zachowuje się jak źródło prądowe [7]. Zatem prąd zwarciaowy płynący od sterownika jest wielokrotnie mniejszy niż dopływający do miejsca zwarcia z przeciwnego końca linii. Jeśli zwarcie jest rezystancyjne to właśnie ten drugi prąd spowoduje powstanie spadku napięcia na rezystancji w miejscu zwarcia. Dodatkowo prądy te są znacząco względem siebie przesunięte (około 90°), co w konsekwencji powoduje olbrzymi błąd pomiaru impedancji przez zabezpieczenie odległościowe (rys.10).

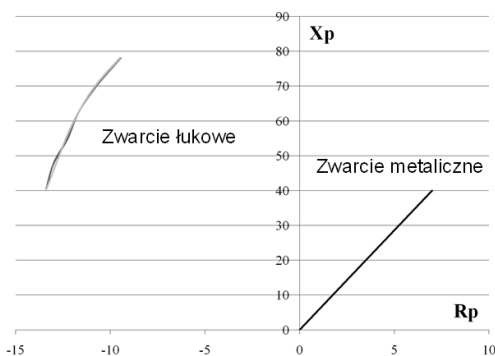
W efekcie pomiar przesuwania się w miejsce niedostępne dla pierwszej strefy zabezpieczenia odległościowego. Zastosowanie tego zabezpieczenia



Rys. 8 Kątowa charakterystyka mocy sterownika IPC [6]



Rys. 9 Kątowe charakterystyki mocy linii przesyłowej i sterownika IPC podczas kołysań mocy



Rys. 10 Impedancje zwarcia mierzone przez zabezpieczenie odległościowe w linii bezpośrednia za IPC

na linii w pobliżu IPC nie ma sensu (po wyłączeniu drugiego końca linii pomiar wraca we właściwe miejsce, ale rośnie czas przerwy bezprądowej i zwiększa to zagrożenie utraty stabilności na jakże ważnej linii). W efekcie należałoby zastosować podwojenie ciągów automatyki zabezpieczeniowej (przekładniki, zabezpieczenie różnicowe wzdłużne, wyłącznik, odłącznik) w tym miejscu.

4. Wnioski końcowe

Zastosowane na granicy Polsko-Niemieckiej przesuwniki fazowe zapewniają możliwość ograniczenia niepożądanego transferu energii z Niemiec przez Polskę do Czech. W efekcie zapobiegają przeciążeniu sieci przesyłowej na zachodnich granicach Polski. Nie wymagają również przebudowy sieci ze względu na automatykę zabezpieczeniową. Nie umożliwiają jednak kompensacji kołysań mocy. Rozbudowa PST do IPC umożliwiłaby tłumienie kołysań mocy, a nawet ograniczenie wszelkich zakłóceń pochodzących od strony systemu niemieckiego. Wiązałoby się to jednak nie tylko z przebudową stacji z FACTS ale również ze zmianami w układach zabezpieczeń.

5. Bibliografia

1. <https://www.pse.pl/dane-systemowe> (z dn. 20.09.2021)
2. <https://www.pb.pl/me-infrastruktura-przesylu-energii-niemloda-ale-system-jest-bezpieczny-866920> (z dn. 20.09.2021)
3. Handschin E., Schnurr N., Wellssow W. H.: Damping potential of FACTS devices in the European power system, Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, Vol. 4, 13-17 July 2003, pp. 2355 – 2360
4. Habasi K., Lambard J., Mourad S., Pelletier P., Morin G., Beauergard F., Brochu J.: "The Design of a 200 MW

Interphase Power Controller Prototype". IEEE Transactions PWRD, Vol.9, No 2, April 1994, pp 1041-1048

5. Szubert K.: "Influence of phase shift transformer on distance protection's operation" Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 89 NR 7/2013 pp 177-181

6. Szubert K.: Regulacyjne właściwości międzyfazowego sterownika mocy, Automatyka Elektroenergetyczna nr 1/2007 str. 4-7

7. Szubert K.: Jak międzyfazowy sterownik mocy ogranicza prądy zwarcio- we, Automatyka Elektroenergetyczna nr 2/2007 str. 12-20

Urządzenia elektroenergetyczne o izolacji SF₆ w świetle dokumentów Komisji Europejskiej

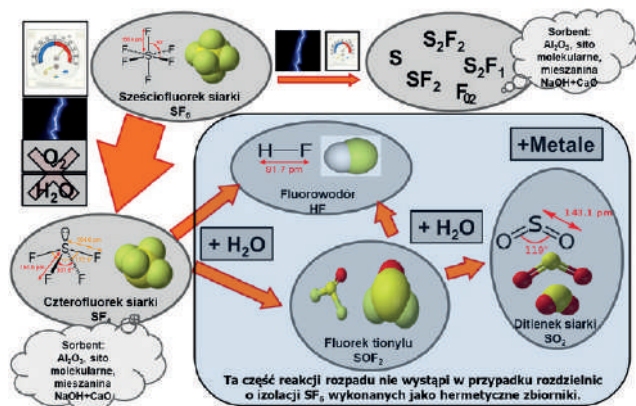
Mirosław Schwann
Kentia

Maciej Schwann
Glasgow Caledonian University

1. Wstęp

Urządzenia elektroenergetyczne to urządzenia techniczne stosowane w procesach wytwarzania, przetwarzania, przesyłania i dystrybucji, magazynowania oraz użytkowania energii elektrycznej. Heksafluorek siarki SF₆ (sześćfluorek siarki) jest to syntetyczny związek chemiczny, otrzymywany przez działanie gazowym fluorem na siarkę. Dzięki tej strukturze gaz ten posiada niezwykle stabilność i dużą bezwładność chemiczną (do jego rozpadu potrzeba bardzo dużej energii). Gaz ten był stosowany w elektroenergetyce już w latach 60-tych XX w. Gaz ten jest bezbarwny, około 6 razy cięższy niż powietrze, około 3 razy lepsze właściwości dielektryczne i przewodzenia ciepła, przy uwzględnieniu efektu konwekcji, niż powietrze, a przede wszystkim ma około 100 razy lepszą zdolność gaszenia łuku niż powietrze. Dzięki swoim doskonałym właściwościom znalazł szerokie zastosowanie w aparatach i urządzeniach elektroenergetycznych, w szczególności w wyłącznikach i rozdzielnicach [1-5].

Heksafluorek siarki jest niepalny i wykazuje małą aktywność chemiczną. W normalnych warunkach jest nietoksyczny. Niemniej jednak wdychanie prowadzi do zalegania w układzie oddechowym i może być przyczyną obrzęku płuc. W podwyższonej temperaturze, przekraczającej 500 °C, np. w temperaturze łuku elektrycznego, i przy obecności wilgoci lub tlenu, mogą powstawać substancje toksyczne, głównie tetrafluorek siarki (SF₄) i fluorek tionylu (SOF₂) [1-5]. Na rysunku 1. przedstawiono możliwe reakcje rozpadu gazu SF₆ podczas gaszenia łuku elektrycznego. W związku z ryzykiem powstania toksycznych substancji, gaz SF₆ znajduje zastosowanie od wielu lat, w zasadzie wyłącznie, w aparatach i urządzeniach elektroenergetycznych o hermetycznych obudowach, często z kontrolowaną gęstością gazu [1-5]. Mają miejsce pojedyncze przypadki awarii aparatów i urządzeń elektroenergetycznych o izolacji SF₆, w tym rozszczelnienie obudów – wówczas mają zastosowanie specjalne procedury wdrożone do firm zajmujących się eksploatacją tych aparatów i urządzeń.



Rys. 2. Strona tytułowa The Japan Times z doniesieniem o podpisaniu protokołu z Kioto [7]

Międzyrządowy Zespół Do Spraw Zmian Klimatu (ang. Intergovernmental Panel on Climate Change, w skrócie IPCC), umieściła gaz SF₆ na liście najbardziej szkodliwych gazów cieplarnianych. Współczynnik ocieplenia globalnego (ang. global warming potential, w skrócie GWP), w języku polskim funkcjonujący także pod nazwą potencjał tworzenia efektu cieplarnianego, najczęściej nazywany ekwiwalentem dwutlenku węgla (CO₂), heksafluorku siarki wynosi aż 22.800, co czyni go najmocniejszym dotychczas znanym gazem cieplarnianym. Dlatego też gaz ten został wyeliminowany praktycznie z wszystkich gałęzi produkcji poza pewnymi wyjątkami, np. w medycynie, w wojsku i w pewnym zakresie w elektroenergetyce [6].

Gazy cieplarniane są przedmiotem obrad Konferencji Stron Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (ang. Conference Of the Parties, w skrócie COP), a przede wszystkim regulacji pakietów klimatyczno-energetycznych Unii Europejskiej.

2. Zespół ds. zmian klimatu ONZ

Międzyrządowy Zespół Do Spraw Zmian Klimatu IPCC – naukowe i międzyrządowe ciało doradcze utworzone w 1988 r. na wniosek członków Organizacji Narodów Zjednoczonych (ONZ, ang. United Nations, w skrócie

UN), przez dwie organizacje Narodów Zjednoczonych: Światową Organizację Meteorologiczną (ang. The World Meteorological Organization, w skrócie WMO) oraz Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych (ang. United Nations Environment Programme, w skrócie UNEP). Celem IPCC jest dostarczenie obiektywnej, naukowej informacji na temat zmiany klimatu. Głównymi dokumentami publikowanymi przez IPCC są raporty na temat zmiany klimatu, jej konsekwencji, możliwości adaptacji oraz ograniczenia ocieplenia. IPCC nie prowadzi pomiarów, obserwacji ani innego rodzaju badań. Swoje opracowania opiera na opublikowanych wcześniej przez naukowców z całego świata artykułach naukowych. Do tej pory Międzyrządowy Zespół Do Spraw Zmian Klimatu IPCC opublikował 5 raportów podsumowujących (ang. Assessment Reports), stanowiących wszechstronne podsumowania aktualnej wiedzy na temat zmiany klimatu. Pierwszy z nich ukazał się w 1990 r. (w 1992 wydano suplement), kolejne w latach: 1995, 2001, 2007 i 2014. Ukończenie szóstego raportu podsumowującego planowane jest na kwiecień 2022 r. Oprócz raportów podsumowujących, IPCC przygotowała do tej pory wiele raportów specjalnych. Raporty IPCC są wykorzystywane przy formowaniu narodowych i międzynarodowych programów klimatycznych oraz polityki finansowania badań zmian klimatycznych. Pierwszy raport IPCC (ang. First Assessment Report, w skrócie FAR) powstał w roku 1990 i stanowił podstawę dla uchwalenia Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu. W roku 1992 wydano suplementy do raportu, stanowiące jego aktualizację na potrzeby uczestników Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro oraz zbiorcze podsumowanie dla decydentów [6].

Uzupełnieniem Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu był międzynarodowy traktat – międzynarodowe porozumienie dotyczące przeciwdziałania

globalnemu ociepleniu. Został wynegocjowany na konferencji w Kioto w grudniu 1997 (COP3), dlatego też jest powszechnie nazywany „Protokołem z Kioto” (rys. 2).

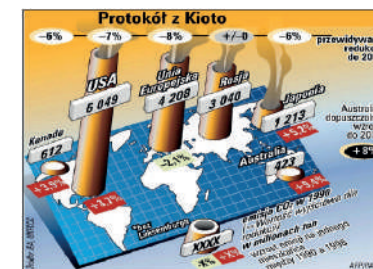
Sygnatariusze Protokołu z Kioto z 1997 r. (łącznie 41 państw) zobowiązali się do redukcji swoich emisji o co najmniej 5,2 proc. w całym okresie 2008-2012, w porównaniu do poziomu z 1990 r. Zgodnie z protokołem, cele przede wszystkim powinny być realizowane za pomocą środków krajowych. Protokół oferuje jednak dodatkowe środki, służące osiągnięciu celów, za pomocą trzech mechanizmów rynkowych: rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla między państwami oraz dwa mechanizmy elastyczności: mechanizm czystego rozwoju i mechanizm wspólnego wdrażania. Unia Europejska zadeklarowała redukcję o 8 %. Protokół podpisany w grudniu 1997 r., wszedł w życie w 2005 r.



Rys. 2. Strona tytułowa The Japan Times z doniesieniem o podpisaniu protokołu z Kioto [7]

Szczegółowe zasady jego wdrażania zostały przyjęte na COP7 w Marrakeszu i są określane jako "Porozumienia z Marrakeszu". Pierwszy okres zobowiązań rozpoczął się w 2008 r., a zakończył w 2012 r. W Unii Europejskiej, ważność protokołu wygasa w 2020 r. Protokół z Kioto został ratyfikowany pod podwójnym warunkiem: ratyfikacji przez co najmniej 50 państw i równocześnie przez tyle państw, by skumulowana suma emisji gazów cieplarnianych stanowiła 55 %. całkowitej emisji państw objętych Protokołem. Uznając, że kraje

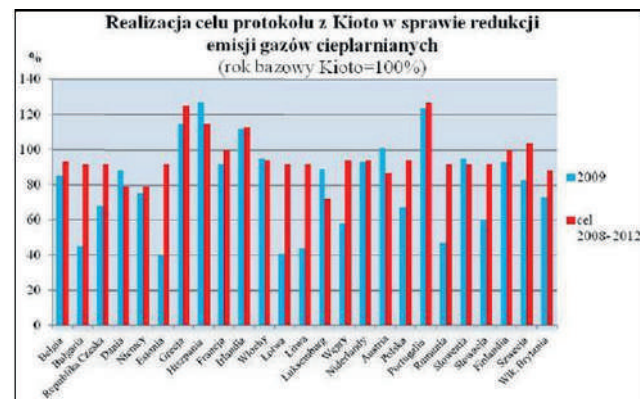
rozwinęte są głównie odpowiedzialne za obecny wysoki poziom emisji gazów cieplarnianych w atmosferze w wyniku ponad 150-letniej działalności przemysłowej, protokół nakłada większe obciążenia na kraje rozwinięte zgodnie z zasadą "wspólnej, lecz zróżnicowanej odpowiedzialności". Protokół został ratyfikowany przez 193 państwa, czyli wszystkie Strony Konwencji z wyjątkiem Stanów Zjednoczonych [8]. Przewidywana redukcja gazów cieplarnianych, wyrażona jako ekwiwalent CO₂, do 2012 r. zgodnie z protokołem z Kioto została przedstawiona na rysunku 3. Realizacja celu Protokołu z Kioto przez kraje Unii Europejskiej przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 3. Przewidywana redukcja CO₂ do 2012 zgodnie z protokołem z Kioto, źródło: IEA, UNFCCC

Konferencje Stron (COP) obradowały do tej pory 25 razy, z czego 3 razy w Polsce: w Poznaniu w 2008 r. (COP14), w Warszawie w 2013 r. (COP19) oraz w Katowicach w 2018 r. (COP24). Kolejna ma odbyć się na przełomie października i listopada br. w Glasgow w Wielkiej Brytanii.

W 2005 r. konferencja COP11 była także pierwszym spotkaniem stron Protokołu z Kioto (Meeting of the Parties – MOP1) od czasu jego przyjęcia w 1997 r. Od tej pory spotkania MOP odbywają łącznie z konferencjami COP. Na spotkaniu MOP3 w Bali w Indonezji kraje zgodziły się na przygotowanie nowego dokumentu, który będzie podstawą dyskusji w Kopenhadze w 2009 i docelowo zastąpi protokół z Kioto po roku 2012. Niestety spotkanie w Kopenhadze zakończyło się fiaskiem. Dopiero na spotkaniu MOP11



Rys. 4. Realizacja celu Protokołu z Kioto przez kraje UE [1-5]

podczas COP21 w Paryżu w 2015 r. osiągnięto kompromis. Konferencja zrealizowała założony cel po raz pierwszy osiągając światowy kompromis w ramach ograniczenia zmian klimatu jako porozumienie paryskie. Regulacje tego porozumienia miały wejść w życie w 2020 r. Najważniejszym rezultatem jaki oczekiwano było ograniczenie do 2100 r. globalnego ocieplenia (wzrostu światowych temperatur) – w porównaniu z czasami przedprzemysłowymi – do poziomu nieprzekraczającego 2 °C. Cel ten uzupełniono – w przyjętej wersji paryskiego porozumienia – oświadczeniem, że strony „dążą do” uzyskania limitu wzrostu temperatury na poziomie 1,5 °C. Zgodnie z opiniami bardzo wielu naukowców, ten bardziej rygorystyczny cel (1,5 °C) będzie wymagał zerowej emisji dwutlenku węgla (netto) już w latach 2030–2050. Jednakże w ostatecznej wersji paryskiego porozumienia nie określono żadnego precyzyjnego harmonogramu czy szczegółowych celów dla poszczególnych państw w zakresie emisji – w odróżnieniu od wcześniejszego Protokołu z Kioto. Zgodnie z ugodą zerowy poziom emisji powinien zostać osiągnięty najpóźniej w drugiej połowie XXI w. [6]. Lukę pomiędzy końcem pierwszego okresu rozliczeniowego Protokołu z Kioto, a początkiem nowego globalnego porozumienia z Paryża, które weszło w życie w 2020 r. wypełnia drugi okres rozliczeniowy Protokołu z Kioto obejmujący lata 2013-2020. Kraje UE (i Islandia) uzgodniły, że wspólnie osią-

gną cel polegający na redukcji emisji o 20 % w stosunku do poziomu z 1990 r. (zgodnie z unijnym celem redukcji emisji o 20 proc. do 2020 r.) [6].

Cele obu okresów rozliczeniowych Protokołu z Kioto i cele Porozumienia Paryskiego przekłada na swoje regulacje prawne Unia Europejska. Dotyczą one również gazu SF₆ stosowanego w aparatach i urządzeniach elektroenergetycznych.

3. SF₆ w aktach prawnych UE

Jednym z dokumentów regulujących zagadnienia gazów cieplarnianych, w tym niektórych gazów fluorowanych, w szczególności heksafluorek siarki w regulacjach prawnych UE było Rozporządzenie (WE) nr 842/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 17 maja 2006 r. w sprawie niektórych fluorowanych gazów cieplarnianych (Dz.U. U.E. L 161/1). W zakresie rozdzielnic elektroenergetycznych znajdowały się dwie regulacje szczególne [1-5]:

- Operatorzy rozdzielnic wysokiego napięcia (rozumianego jako powyżej 1 kV) są odpowiedzialni za wprowadzenie w życie uzgodnień dotyczących właściwego odzysku fluorowych gazów cieplarnianych przez personel (odpowiednio przeszkolony) posiadający odpowiednie certyfikaty;
- Rozdzielnice, które zawierają heksafluorek siarki lub preparaty zawierające heksafluorek siarki muszą zostać oznaczone etykietą, która ma wyraźnie wskazywać, że produkt lub urządzenie zawiera fluorowane gazy cieplarniane objęte Protokołem z Kioto (rys. 5).

Rys. 5. Widok przykładowej etykiety wskazującej, że urządzenie zawiera gaz SF₆

Dodatkowo zabroniono stosowania SF₆ w procesie odlewania magnezu, z pewnymi wyjątkami, oraz zabroniono stosowania tego gazu do napełniania opon pojazdów.

W 2011 r. zaplanowano rozpoczęcie prac nad nowelizacją Rozporządzenia WE nr 842/2006. Komisja Europejska zleciła firmie CE Delft sporządzenie opracowania raportu kosztu ograniczenia emisji SF₆ w rozdzielnicach SN (m.in. w celu zweryfikowania dostępnych do tej pory opracowań w tym zakresie wykonanych m.in. przez firmę Ecofys i Oeko-Recherche [1-5]).

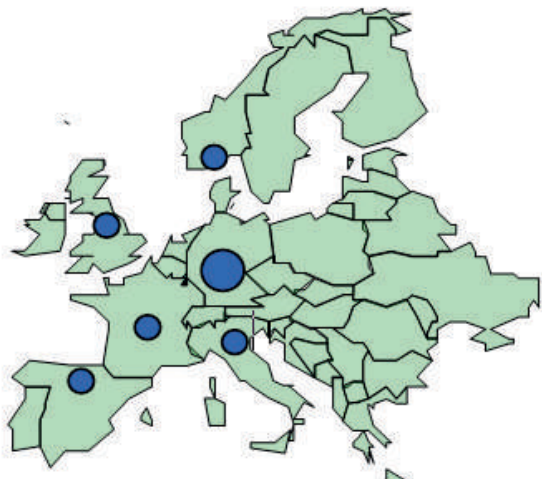
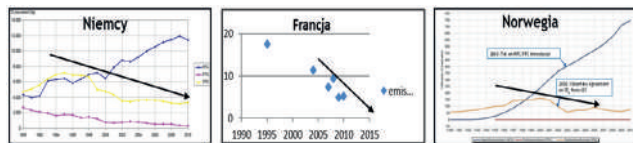
W maju 2012 r. ukazała się finalna wersja raportu „Abatement cost of SF₆ emissions from medium voltage switchgear. Validation of recent studies for the European Commission. Raport był poprzedzony komunikacją bezpośrednią z następującymi firmami: ABB, ABB, ABB, Enxsis, Siemens, Dreischer, Eaton. Analiza dała wynik różniący się od wcześniejszych badań, w szczególności w zakresie kosztów. CE Delft stwierdza, że dla większości zastosowań są dostępne rozwiązania SF₆-free. W raporcie podano również koszt redukcji ekwiwalentu 1 tony CO₂ dla rozdzielnic SN – 40-0 Euro/T dla wszystkich typów rozdzielnic o napięciu znamionowym poniżej 25 kV [1-5].

W projekcie nowego rozporządzenia opracowanego przez Komisję Europejską w art. 11 par. 2 ust. 1a znalazł się bardzo niepokojący producentów rozdzielnic o izolacji SF₆ zapis: „Zabrania się stosowania SF₆ w rozdzielnicach rozdzielni wtórnego średniego napięcia” (ang. The use of SF₆ in medium voltage secondary switchgear shall be prohibited from 1 January 2020) [1-5]. Zapis projektu rozporządzenia oraz raport został przesłany do T&D EUROPE, stowarzyszenia producentów, i został poddany bardzo ostrej krytyce. T&D Europe udowodniła, że w ostatnich latach nastąpiła już znacząca redukcja emisji SF₆ m.in. w Niemczech, Francji i Norwegii (największych producentów rozdzielnic o izolacji SF₆). Potwierdzono to dodatkowo dokumentem EEA

Technical report Nr 19 2015 „Annual European Union greenhouse gas inventory 1990 2013 and inventory report 2015”, który potwierdza spadek emisji gazu SF₆ z 15 ton ekwiwalentu CO₂ w 1995 r. do poziomu 6 ton ekwiwalentu CO₂ w 2015 r. (spadek o 60 %). Dodatkowo podkreślono, że emisja gazu SF₆ w 2015 r. stanowi jedynie 0,133 % emisji gazów cieplarnianych antropogenicznych. Ww. argumenty zostały ponadto wzmocnione stanowiskiem T&D EUROPE z dnia 18.07.2013 r. [1-5]:

- T&D Europe w pełni rozumie konieczność okresowej oceny technologicznej postępów dotyczących SF₆-free;
- T&D uważa, że proponowane regulacje nie przyniosą wartości dodanej w zakładanym czasie. Należy ustalić ścieżkę oceny bezpiecznych i niezawodnych rozwiązań alternatywnych w ramach czasowych od 2024 r. T&D Europe zdecydowanie odradza wcześniejszej oceny.
- Wnioski dotyczące alternatywnych technologii SF₆-free wyciągane przez Komisję są mylące i dyskusyjne. Alternatywne rozwiązania są niedojrzałe technologicznie i finansowo nieopłacalne. W roku 2016 znane były tylko trzy rozwiązania techniczne SF₆-free [1-5]:
- Rozdzielnica o izolacji stało-powietrznej z łącznikami z komorami próżniowymi;
- Rozdzielnica o izolacji „suche powietrze”;
- Rozdzielnica o izolacji olejowej MDEL.

Na rysunku 6 przedstawiono kraje o największej produkcji rozdzielnic o izolacji SF₆, na rysunku 7 przedstawiono emisję gazu SF₆ w Niemczech, Francji i w Norwegii. T&D Europe wskazuje, że rozdzielnice o izolacji SF₆ są przedmiotem eksportu do wszystkich krajów świata, a także w wielu przypadkach rozdzielnice o izolacji SF₆ są najlepszymi dostępnymi rozwiązaniami technicznymi, np. w wiatrakach offshore i na terenach zalewowych. Dodatkowo T&D Europe podkreśla, że w wielu przypadkach rozdzielnice SN o izolacji SF₆ powodują mniejsze straty energii (w tym

Rys. 6. Kraje w Europie o największej produkcji rozdzielnic o izolacji SF₆Rys. 7. Emisja gazu SF₆ w Niemczech, Francji i w Norwegii

emisję CO₂) i koszty podczas produkcji i w czasie eksploatacji niż rozwiązania alternatywne.

Komisja Europejska przyjęła argumenty T&D EUROPE, na dowód czego w ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (NR 517/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych i uchylenia rozporządzenia (WE) nr 842/2006. W uwadze drugiej znalazł się zapis: „Nie później niż do dnia 1 lipca 2020 r. Komisja opublikuje sprawozdanie oceniające, czy istnieją racjonalne pod względem kosztów, technicznie wykonalne, energooszczędne i wiarygodne rozwiązania alternatywne, umożliwiające zastąpienie fluorowanych gazów cieplarnianych w nowych rozdzielnicach średniego napięcia (...) oraz przedstawi, w stosownym przypadku, Parlamentowi Europejskiemu i Radzie wniosek ustawodawczy mający na celu zmianę wykazu zawartego w załączniku III”.

W latach 2015-2020 T&D EUROPE opublikowało wiele raportów i artykułów

na temat rozdzielnic SF₆ i alternatyw do gazu SF₆. Stanowisko organizacji, przedstawione w dokumencie „T&D EUROPE position paper on SF₆ and SF₆ alternative technologies” z lutego 2020 r. jest dość jednoznaczne: „T&D Europe w pełni wspiera cel komisji europejskiej (EC) na temat neutralności klimatycznej Europy przed rokiem 2050, oraz europejskie ambicje, do ograniczenia emisji F-gazów do 1/3 (ograniczenie o 2/3) przed rokiem 2030, w porównaniu z rokiem 2014. T&D Europe kontynuuje dążenie do ograniczenia SF₆ w sposób sprawiedliwy i efektywny kosztowo, upewniając się przy tym co do ciągłości, i niezawodności europejskich publicznych linii elektroenergetycznych [1].

Odpowiednie ramy regulacyjne do osiągnięcia tego celu powinny zawierać następujące sposoby [1]:

- Faworyzowanie rozwiązań SF₆-free dla nowych instalacji, gdziekolwiek oferuje ono ogólny zysk dla środowiska, zachowując przy tym ten sam poziom bezpieczeństwa i ochrony zdrowia;
- Kontynuacja redukcji emisji podczas użytkowania, poprzez priorytetyzowanie wymiany urządzeń z wysokim współczynnikiem wycieku;
- Usprawnianie procesu oraz radzenie sobie z SF₆;
- Poprawne zagospodarowanie zużytych urządzeń”.

Ponadto przesłano do Komisji Europejskiej stanowisko T&D EUROPE z dnia 26 kwietnia 2020 r., a którym: „T&D Europe nie zgadza się w pełni z opinią, że można zastąpić rozdzielnice z SF₆ w przeciągu 2-4 lat (średnie napięcie). Podkreślają że potrzebny jest dodatkowy czas do pełnego wprowadzenia, wliczając w to rozwój, pilotaż, homologacje użytkowników końcowych oraz proces industrialny. Dla aplikacji powyżej 145 kV przewidują 5-letni proces rozwoju oraz 5 lat dla pilotażu, homologacji użytkowników końcowych oraz procesu industrialnego. Proces ten może być osiągnięty tylko jeśli UE ustali określone ramy czasowe.

Jeśli istnieje alternatywa dla SF₆ (z doświadczeniem użytkowym) oferując ogólną korzyść dla środowiska, zachowując przy tym co najmniej ten sam poziom bezpieczeństwa i ochrony dla zdrowia, powinna zostać szeroko użyta w jak najkrótszym czasie [1].

30 września 2020 r. ukazało się sprawozdanie Komisji Europejskiej w sprawie oceny dostępności rozwiązań alternatywnych dla fluorowanych gazów cieplarnianych w rozdzielnicach i urządzeniach powiązanych, w tym w rozdzielnicach średniego napięcia stosowanych w rozdziale wtórnym [1, 11].

We wnioskach dotyczących rozdzielnic rozdziału wtórnego SN komisja stwierdza: „Komercyjne rozwiązania alternatywne w zakresie izolacji pojawiły się niedawno na rynku w przypadku niektórych zastosowań dla napięć do 24 kV. Ich parametry techniczne, takie jak wymiary fizyczne, techniczny cykl życia produktu oraz niezawodność, wydają się identyczne jak w przypadku równoważnych rozwiązań wykorzystujących SF₆ i pochodzących od tych samych producentów. Producenci będą jednak potrzebowali czasu na opracowanie pełnego asortymentu produktów i osiągnięcie zdolności produkcyjnych niezbędnych do obsługi całego rynku. Poszczególne rodzaje rozdzielnic w asortymencie produktów mogłyby stać się dostępne w okresie około 25 lat w zależności od stopnia zaawansowania rozwoju i badań dla każdego typu. Niemniej w niektórych szczególnych przypadkach zastąpienie SF₆ może nadal być trudne, np. ze względu na specjalne wymagania dotyczące przestrzeni lub warunki środowiskowe. Dodatkowe koszty na jednostkę będą prawdopodobnie o 5–30 % wyższe, nawet po uprzedysponowaniu produkcji i zwiększeniu jej skali” [1, 11].

W zakresie rozdzielnic rozdziału pierwotnego SN komisja uważa, że: „W segmencie tym rozwiązania alternatywne niewykorzystujące SF₆ były dostępne od zawsze, a producenci opracowują i oferują coraz większą liczbę

rozwiązań w postaci rozdzielnic niewykorzystujących SF₆. Ich parametry techniczne, takie jak wymiary fizyczne, techniczny cykl życia produktu oraz niezawodność, wydają się identyczne jak w przypadku równoważnych rozwiązań wykorzystujących SF₆ i pochodzących od tych samych producentów. Ponieważ projekty rozwiązań alternatywnych są bardzo zbliżone do produktów opartych na SF₆, po ich pełnym wprowadzeniu na rynek przewiduje się jedynie marginalne dodatkowe koszty. Realistycznie jest zakładać, że pełne wprowadzenie na rynek alternatywnych rozwiązań nastąpi po okresie przejściowym trwającym 2 lub 3 lata. Odłączanie dopływu prądu nie stanowi problemu w przypadku rozdziału pierwotnego, ponieważ próżniowe wyłączniki instalacyjne są już powszechnie stosowane” [1, 11].

Jeżeli chodzi o wyższe napięcie, Komisja stwierdza, że: „przeprowadzono demonstrację rozdzielnic izolowanych gazem o napięciu do 145 kV z wykorzystaniem różnych mieszanin gazów niezawierających SF₆. Wprowadzenie tych rodzajów systemów na rynek można się spodziewać w ciągu 2 lat, a rozwiniętego portfolio produktów obejmującego wszystkie systemy – w ciągu 5 lat. Rozwiązania dotyczące napięcia do 245 kV wejdą w fazę pilotażową w ciągu najbliższych 2 lat, a rozwiązania komercyjne prawdopodobnie zostaną wprowadzone w ciągu 5 lat, przy czym pełne wprowadzenie do obrotu odbędzie się w późniejszym terminie. Opracowanie rozwiązań alternatywnych dla wyższych napięć może zająć co najmniej 5 lat. W miejscach, w których przestrzeń jest ograniczona, projekty rozdzielnic izolowanych gazem oparte na fluoronitrylach stanowią prawdopodobnie jedyną alternatywę dla SF₆ ze względu na to, że inne rozwiązania wymagają więcej przestrzeni. W przypadku większości zastosowań nie stanowi to jednak ograniczenia” [1, 11].

Dla pozostałych aparatów i urządzeń elektroenergetycznych zawierających gaz SF₆ Komisja Europejska również zajęła stanowisko: „SF₆ wykorzystuje się

jako gaz procesowy podczas produkcji przekładników i kondensatorów średniego napięcia. Dotychczas potencjalne rozwiązania alternatywne nie przyniosły zadowalających rezultatów. W celu zminimalizowania emisji podczas produkcji niezbędne jest dobre zarządzanie tym gazem oraz jego skuteczne ponowne wykorzystanie. Poziom emisji z produktów w czasie ich eksploatacji i usunięcia jest niewielki. W przypadku izolatorów przepustowych, linii izolowanych gazem oraz izolowanych gazem szynoprzewodów i szynoprzewodów osłoniętych – dla niektórych zakresów napięcia – penetracja rynku przez rozwiązania alternatywne mogłaby osiągnąć stosunkowo wysoki poziom w ciągu 5 lat” [1, 11].

Dodatkowo na końcu dokumentu zapisano, że: „W ramach Europejskiego Zielonego Ładu Komisja rozpoczęła w ostatnim czasie przegląd przepisów prawa Unii dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych obejmujący ocenę rozporządzenia w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych oraz wniosek dotyczący jego zmiany w czwartym kwartale 2021 r. Ustalenia zawarte w niniejszym sprawozdaniu będą stanowiły wkład techniczny w ten przegląd” [1, 11].

W zakresie rewizji ROZPORZĄDZENIA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (NR 517/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie fluorowanych

gazów cieplarnianych i uchylenia rozporządzenia (WE) nr 842/2006 Komisja Europejska prowadziła szerokie konsultacje planu działania w sprawie ochrony klimatu. Ostateczny termin na odpowiedź minął 7 września 2020 r. Do Komisji Europejskiej przesłano 76 informacji zwrotnych, w tym stanowisko takich firm jak: 3M, ABB, ENSTO-E, Siemens AG, Schneider Electric, a także wiele spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej [12].

Później odbyły się konsultacje publiczne i trwały do 29 grudnia 2020 r. Przyjęcie przez Komisję Europejską projektu rozporządzenia planowane jest na czwarty kwartał 2021 r. Niezależnie przygotowano wstępną ocenę skutków wdrożenia znowelizowanego dokumentu. Na rysunku 8 przedstawiono mapę drogową oraz opis inicjatywy przeglądu przepisów UE (2015-2020) w zakresie fluorowanych gazów cieplarnianych.

4. Wnioski końcowe

Heksافلourek siarki SF₆ został umieszczony przez Międzyrządowy Zespół Do Spraw Zmian Klimatu (IPCC) na liście najbardziej szkodliwych gazów cieplarnianych. Współczynnik GWP tego gazu wynosi aż 22.800, co czyni go najmocniejszym dotychczas znanym gazem cieplarnianym. Dlatego też SF₆ na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat został wyeliminowany praktycznie ze wszystkich gałęzi produkcji. Dotychczas wyjątkiem stanowiła m.in. elektroenergetyka. Zapoczątkował ten proces Protokół z Kioto, przyjęty w 1997 r.

W ostatnich dziesięciu latach trwają prace nad nowelizacją prawa UE zmierzającego do wyeliminowania tego gazu także w elektroenergetyce, przy założeniu pewnych okresów przejściowych.

Przyjęcie ostatecznej wersji projektu przedmiotowego rozporządzenia w tej sprawie planowane jest na czwarty kwartał 2021 r.

5. Bibliografia

- Schwann M., Schwann M.: Rozdzielnice średniego napięcia o izolacji SF₆ w świetle dokumentów Komisji Europejskiej, Konferencja Linie i Stacje Elektroenergetyczne, PTPIREE, 5-6.11.2020, konferencja on-line.
- Schwann M.: Przegląd ryzyk, kosztów i korzyści związanych z eksploatacją rozdzielnic średniego napięcia o izolacji SF₆. Rozdzielnice o izolacjach gazowych alternatywnych do SF₆, XV Sympozjum Nowoczesne Rozwiązania w Budownictwie Sieciowym, Ostrów Wielkopolski, 9-11.11.2019.
- Schwann M.: Przegląd rozdzielnic rozdzielnic wtórnego średniego napięcia o izolacjach gazowych, alternatywnych do SF₆, VII Konferencja Naukowo-Techniczna Stacje Elektroenergetyczne WN/SN i SN/hn, PTPIREE, Kołobrzeg, 16-17.06.2018.
- Schwann M.: Czy SF₆ to optymalna izolacja urządzeń elektroenergetycznych, czy zagrożenie dla środowiska naturalnego?, Wisła, 14-15.06.2016.
- Schwann M.: Schyłek izolacji SF₆ w rozdzielnicach rozdzielnic wtórnego, V Konferencja Naukowo-Techniczna Stacje Elektroenergetyczne WN/SN i SN/hn, Ossa k. Rawy Mazowieckiej, 23-24.10.2013.

- https://pl.wikipedia.org/wiki/Mi%C4%99dzynar%C4%85dowy_Zesp%C3%B3%C5%82_ds_Zmian_Klimatu, data odczytu: 01.10.2021.
- <https://pl.pinterest.com/pin/504473595739831385>, data odczytu: 01.10.2021.
- <https://www.teraz-srodowisko.pl/sloownik-ochrona-srodowiska/definicja/Protokol-z-Kioto.html>, data odczytu: 01.10.2021.
- https://pl.wikipedia.org/wiki/Konferencja_Narod%C3%B3w_Zjednoczonych_w_sprawie_zmian_klimatu,_Pary%C5%BC_2015, data odczytu: 01.10.2021.
- Rozporządzenie (WE) nr 842/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 17 maja 2006 r. w sprawie niektórych fluorowanych gazów cieplarnianych - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32006R0842>, data odczytu: 01.10.2021.
- [https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=C\(2020\)6635&lang=pl](https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=C(2020)6635&lang=pl), data odczytu: 01.10.2021.
- https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12479-Review-of-EU-rules-on-fluorinated-greenhouse-gases/feedback_en?pid=8145899&page=7, data odczytu: 01.10.2021.



Rys. 8. Mapa drogową oraz opis inicjatywy przeglądu przepisów UE (2015-2020) w zakresie fluorowanych gazów cieplarnianych [11]

Sterownik PLC jako urządzenie IED zgodne ze standardem IEC 61850

Andrzej Augusiak
Mateusz Breza
Filip Grabowski
Politechnika Gdańska

1. Wprowadzenie

Wraz z rozwojem elektroenergetyki, w stacjach i sieciach elektroenergetycznych instalowanych jest coraz więcej cyfrowych urządzeń i układów realizujących złożone funkcje sterownicze, nadzorujące i zabezpieczeniowe [1] [2]. Obecnie, większość z tych urządzeń standardowo umożliwia również zdalne sterowanie, monitoring i akwizycję danych, wykorzystując jeden z wielu protokołów opracowanych dla przemysłowych sieci komunikacyjnych.

Jednym z dynamicznie rozwijających się standardów w tym zakresie jest norma IEC 61850 [3], dedykowana dla systemów automatyki w stacjach elektroenergetycznych. Standaryzuje ona struktury danych opisujących wielorakie funkcje w urządzeniach elektroenergetycznych, a także wprowadza jednolite protokoły komunikacji pomiędzy tymi urządzeniami, z wykorzystaniem przemysłowej sieci ethernet [4]. Dzięki temu możliwa jest stosunkowo łatwa integracja cyfrowych urządzeń różnych producentów w jednej

sieci komunikacyjnej, bez konieczności stosowania urządzeń pośredniczących lub tłumaczących.

Wśród dostępnych na rynku urządzeń wykorzystujących standard IEC 61850 (urządzeń IED) na szczególną uwagę zasługują swobodnie programowalne sterowniki logiczne (PLC), które umożliwiają oprogramowanie różnych, często bardzo złożonych, funkcji użytkowych, a jednocześnie zapewniają zgodność tych funkcji z modelami danych IEC 61850 oraz wymianę informacji z innymi urządzeniami i systemami obsługującymi komunikację w tym standardzie (w tym z systemami SCADA).

Jednym z takich bardzo wszechstronnych urządzeń IED jest sterownik logiczny WAGO PFC200 (750-8212/025-001) [5], który został udostępniony Politechnice Gdańskiej przez przedsiębiorstwo WAGO ELWAG Sp. z o.o. [6] na potrzeby realizacji projektu Cyfrowego sterownika polowego przeznaczonego do stacji DC [7].

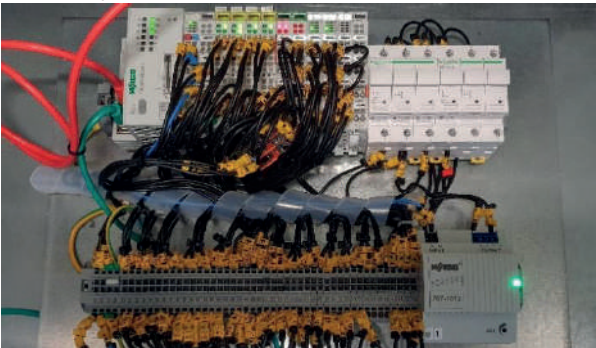
2. Projekt sterownika SBC-DC

W ramach projektu zaprojektowano, zbudowano, uruchomiono oraz przetestowano cyfrowy sterownik polowy o nazwie SBC-DC (ang. Station Bay Controller for DC) – rysunek 1. Urządzenie opracowano na bazie sterownika WAGO PFC200 i zainstalowano w rozdzielni konfiguracyjnej RKNN Laboratorium LINTE², gdzie pełni funkcje:

- zdalnego sterowania rozłącznikami [8],
- zdalnego nadzorowania stanów rozłączników,
- nadprądowego wyzwolenia rozłączników (zgodnie z przyjętą charakterystyką czasowo-prądową),
- zdalnego sterowania stycznikami [9],
- zdalnego nadzorowania stanów styczników,
- blokowania niewłaściwych operacji łączeniowych,
- odczytywania analogowych sygnałów pomiarowych napięcia DC i prądu DC z przetworników pomiarowych MHIT [10][11],
- synchronizacji wewnętrznego czasu sterownika sygnałem z serwerów NTP,
- Dodatkowo w ramach projektu opracowano:
- wizualizację stanów łączników i pomiarów w systemie SCADA,
- realizację sterowań w systemie SCADA.

W sterowniku uruchomiono algorytm PLC, a także serwer standardu IEC 61850-7-4 [12], będący modelem danych sterownika reprezentowanych w tym standardzie. Wykonano testy sprawdzające poprawność realizacji sterowań i wskazań pozycji obsługiwa-

Rys. 1. Sterownik SBC-DC w rozdzielni RKNN



nych łączników, a także poprawność odczytu pomiarów napięcia i prądu w obwodzie DC. Ponadto opracowano i przetestowano funkcję zabezpieczenia nadprądowego zgodnie z normą IEC 60255-151:2009 [13].

2.1 Realizacja sprzętowa sterownika SBC-DC

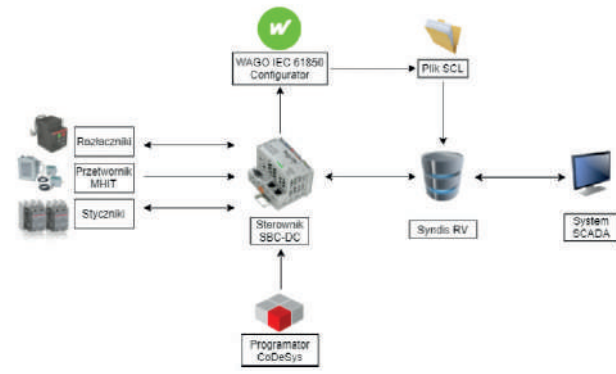
Urządzenie zbudowano w głównej mierze na bazie komponentów firmy WAGO z serii WAGO-I/O-SYSTEM 750/753 [14]. Szczegółowy spis elementów użytych do budowy sterownika zamieszczono w tabeli 1. Wybrany PLC posiada darmowe, przyjazne dla użytkownika środowisko programistyczne WAGO-I/O-PRO (oparte na środowisku CoDeSys v2.3) [15] [16] oraz spełnia założenia komunikacji zgodnej m.in. ze standardem IEC 61850 [17]. Na rysunku 2 przedstawiono schemat ideowy sterownika SBC-DC.

	Nazwa	Szt.	Nr. producenta
1	EPSITRON CLASSIC Power – zasilacz impulsowy 24V DC	1	787-1606
2	sterownik PFC200	1	750-8212/025-001
3	moduł zasilający AC/DC	1	750-612
4	4-kanalowe wejście dwustanowe	4	753-440
	Wtyki		753-110
5	4-kanalowe wejście analogowe, 4-20 mA	1	750-455
6	4-kanalowe wejście analogowe, -10;10 mV	1	750-457
7	4-kanalowe wyjście przekaźnikowe	3	750-515
8	moduł końcowy	1	750-600
9	listwa zaciskowa	100	2002-1201
10	podstawa bezpiecznikowa 3p, 10,3x38	1	A9N15646
11	bezpiecznik 2 A	1	002620001
12	gG 1 A	1	002620000
13	gG 0,5 A	1	002620017

Tabela 1. Spis komponentów użytych do budowy sterownika

2.2 Funkcje sterownika SBC-DC

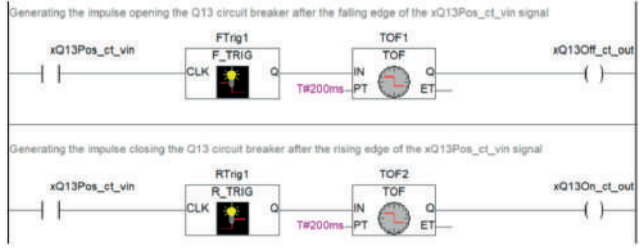
Projekt sterownika wykonano w programie WAGO I/O PRO 2.3 zintegrowanym ze środowiskiem CoDeSys v2.3.9.59. Utworzone w sterowniku



Rys. 2. Schemat ideowy sterownika SBC-DC

funkcje sterownicze, pomiarowe, sygnalizacyjne oraz zabezpieczeniową zrealizowano w oparciu o dwa języki programowania: LD (ang. Ladder Diagram) i ST (ang. Structured Text).

Funkcje sterownicze realizują sterowania pozycją łączników (rozłączników i styczników) obwodów silnoprądowych. Przykładowy fragment kodu z programu SBC-DC w języku LD przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Logika sterowania pozycją rozłącznika

Funkcje pomiarowe i sygnalizacyjne odpowiadają za właściwą obróbkę sygnałów z wejść analogowych i dwustanowych sterownika. W przypadku pomiarów, wartość z wejścia analogowego musi być odpowiednio przeskalowana na wartość rzeczywistą pomiaru. Fragment kodu skalującego pomiary przedstawiono na rysunku 4, został on wyposażony w korektę, która odpowiada za kalibrację wartości rzeczywistej w oparciu o trend (I) wyznaczony na bazie testów opisanych w rozdziale 5.2.

$$rOffset = A \cdot x^3 + B \cdot x^2 + C \cdot x^1 + D \quad (1)$$

gdzie:
rOffset – wartość dodawana do pomiaru,
A, *B*, *C*, *D* – współczynniki wielomianu (trendu),
x – argument, wartość z wejścia analogowego.

```
FUNCTION_BLOCK MeasScale_UModule_withOffset
VAR_INPUT
    mMeasBts: WORD;
END_VAR
VAR_OUTPUT
    mMeasScaledValue: REAL;
END_VAR
CONSTANT
    A: REAL := 1.50E-0;
    B: REAL := 1.7E-5;
    C: REAL := 2.87E-3;
    D: REAL := 79.3E-3;
    mMeasBtsUnsigned: REAL := 2#0111_1111_1111_1000;
    mMeasBtsMaxRange: WORD := 2#1111_1111_1111_1000;
END_VAR
VAR
    rOffset: REAL;
    mMeasScaled: REAL;
END_VAR
mMeasScaled := mMeasBts AND mMeasBtsMaxRange;
IF mMeasBts < 15 THEN
    mMeasScaled := ((mMeasBtsMaxRange - mMeasBts) / mMeasBtsUnsigned * mMeasRange)
    rOffset := A*EXP(mMeasScaled,3) + B*EXP(mMeasScaled,2) + C*EXP(mMeasScaled,1) + D;
    mMeasScaledValue := mMeasScaled - rOffset;
ELSE
    mMeasScaled := mMeasBts / mMeasBtsUnsigned * mMeasRange;
    rOffset := A*EXP(mMeasScaled,3) + B*EXP(mMeasScaled,2) + C*EXP(mMeasScaled,1) + D;
    mMeasScaledValue := mMeasScaled + rOffset;
END_IF
```

Rys. 4. Kod funkcji skalującej i dodającej korektę

W przypadku sygnałów dwustanowych ich wartość zazwyczaj nie wymaga obróbki. Wyjątkiem są sygnały o pozycji on/off rozłącznika, które w celu zgodności ze standardem IEC 61850 wymagają konwersji na zmienną dwubitową typu Dbpos (rys. 5).

```
FUNCTION Dbpos : ENUM61850_AT_Dbpos
VAR_INPUT
    Close: BOOL;
    Open: BOOL;
END_VAR
Dbpos.1 := Close;
Dbpos.0 := Open;
```

Rys. 5. Konwersja zmiennych typu BOOL na zmienną dwubitową zgodną z IEC 61850

Funkcja zabezpieczeniowa zrealizowana w sterowniku dotyczy tylko zabezpieczenia czasowo nadprądowego (ang. time overcurrent). W funkcji wykorzystano wzory (2) i (3), wg. których wyliczany jest czas zwłoki rozłączenia obwodu. Została ona zrealizowana w oparciu o normę IEC 60255-151:2009 [13], a także o dokumentację producenta U MLEs-PLV-Ts [18].

$$K = \left(\frac{A}{10^{a-1}} + B \right)^{-1} \quad (2)$$

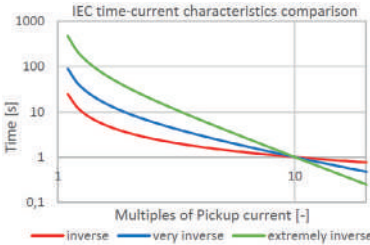
$$t(I) = \left(\frac{A}{(I/I_0)^a} + B \right) \cdot K \cdot T_s \quad (3)$$

gdzie: A, B, α – współczynniki sprecyzowane w / w normie,
Ts – nastawa czasu opóźnienia dla krotności prądu I/I_s=10.

W normie [13] opisane zostały trzy charakterystyki czasowo-prądowe (I-t) (rys. 6) różniące się czasami zadziałania zabezpieczenia. Ich parametry przedstawiono w tabeli 2.

Nazwa charakterystyki	A	B	α
IEC A Inverse	0,14	0	0,02
IEC B Very Inverse	13,5	0	1
IEC C Extremely Inverse	80	0	2

Tabela 2. Wartości współczynników A, B i α



Rys. 6. Charakterystyki czasowo-prądowe IEC A, B i C po uwzględnieniu wytycznych z [18]

3. Implementacja standardu IEC 61850 w sterowniku SBC-DC

W ramach komunikacji sterownika z innymi urządzeniami IED oraz systemem sterowania nadrzędnego SCADA, uruchomiono w sterowniku serwer komunikacji wg. standardu IEC 61850 Ed.2. Standard ten umożliwia sprzęganie ze sobą urządzeń różnych producentów, rozpoznawanie urządzeń i ich funkcjonalności (na podstawie modelu wirtualnego) w sieci, do której są przyłączone, a także integruje i ułatwia nadzór wielu urządzeń automatyki rozproszonej.

Do konfiguracji komunikacji posłużyła zintegrowana z programem WAGO I/O PRO aplikacja WAGO IEC 61850 Configurator. Na rysunku 7 przedstawiono uruchomiony w sterowniku serwer komunikacji IEC61850, a dokładniej jego hierarchiczną strukturę drzewiastą, zbudowaną z elementów LD (Logical Device), LN (Logical Node), DO (Data Object) i DA (Data Attribute). Przy tworzeniu tej struktury przyjęto konwencję, że LD będą reprezentowały głów-

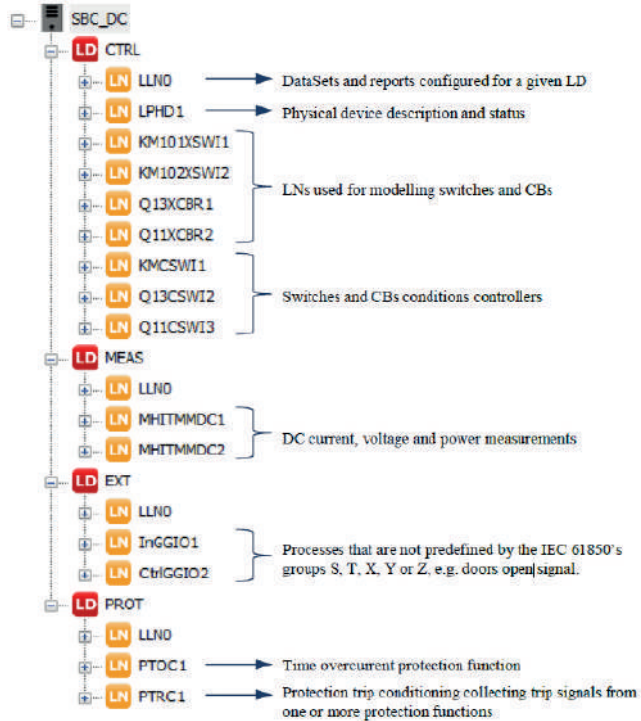
ne funkcje sterownika: sterownicze, pomiarowe, zabezpieczeniowe oraz rozszerzenia (np. sygnalizacja otwarcia drzwi rozdzielnic). Często stosowaną koncepcją jest także założenie, że każdy LD to odrębne urządzenie podlegające danemu IED (np. wyłączniki, mierniki, czujniki itp.).

Model danych IEC 61850 (rys. 7) odzwierciedla praktycznie wszystkie funkcje sterownika SBC-DC, w tym przede wszystkim opisane w punkcie 2 sterowania, pomiary, sygnalizacje oraz funkcję zabezpieczeniową. Wszystkie pomiary i statusy (Measured values, i Status informations [12]) zostały wpisane do osobnego dla każdego LN zestawu danych (ang. data set). Każdy zestaw danych przyporządkowano jednemu raportowi. Parametry raportów zostały ustawione zależnie od rodzaju przesyłanych danych, np. wyzwalanie przesyłania raportów dla statusów następuję trzema sposobami: Data Change, General Interrogation i Integrity period (co 1 s), dla pomiarów tylko poprzez General Interrogation i Integrity Period. Zarówno przesyłane raporty jak i każda dana w komunikacji IEC 61850 posiada znacznik czasu, który wszystkie urządzenia powinny mieć zsynchronizowane. Dlatego czas sterownika został zsynchronizowany przez NTP z serwerem czasu rzeczywistego.

Stworzona struktura drzewiasta będzie dalej się rozrastać, wraz z kolejnymi dodawanymi do sterownika funkcjonalnościami. To pokazuje, że sterowniki PLC z wbudowaną telemechaniką IEC 61850 są idealnymi kandydatami na urządzenia IED w stacjach elektroenergetycznych i po spełnieniu wymogów czasowych (jak np. przy funkcjach zabezpieczeniowych) mogą stanowić konkurencję dla dedykowanych przekazników zabezpieczeniowych.

4. HMI sterownika SBC-DC

Na potrzeby projektu w systemie nadrzędnym SCADA stworzono panel operatorski sterownika SBC DC. Rolę



Rys. 7. Struktura serwera komunikacji IEC 61850

systemu SCADA w LINTE^2 pełnią głównie dwa programy SYNDIS RV [19] i pConfig [20] dostarczone przez firmę Mikronika [21] z Poznania. HMI przedstawiony na rysunku 8 daje możliwość zdalnego wysterowania i kontroli sterownika z poziomu stanowiska operatorskiego Laboratorium LINTE^2.



Rys. 8. Ekran panelu operatorskiego sterownika SBC-DC w systemie SCADA

4.1. Komunikacja sterownika SBC-DC z klientem IEC 61850 – systemem SCADA

Realizację warstwy komunikacyjnej sterownika z systemem SCADA roz-

poczęto od utworzenia nowego klienta IEC 61850 w programie pConfig. Do klienta przypisano plik SCL, który uprzednio wyeksportowano z narzędzia WAGO IEC61850 Configurator. Plik SCL zawiera przygotowaną strukturę IEC 61850, opisaną w rozdziale 3. Klient komunikuje się z serwerem IEC61850 na bazie adresu IP sterownika SBC-DC. Po konfiguracji klienta, z pliku SCL odczytano raporty zawierające zmienne sterujące, dwustanowe i pomiarowe, wraz z ich parametrami. Każda zmienna, przed przypisaniem do mapy systemu SCADA musi w pierwszej kolejności, zostać wprowadzona do właściwej bazy programu pConfig. Sygnały po odpowiednim sparаметryzowaniu otrzymują indywidualny indeks w bazie danych programu pConfig. To właśnie indeksami bazy należy posłużyć się przy definiowaniu odpowiednich elementów mapy systemu SCADA firmy Mikronika.

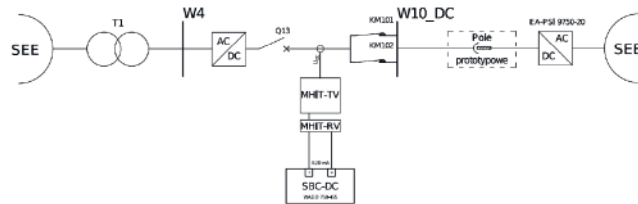
5. Testy sterownika SBC-DC

Przeprowadzono testy wszystkich zaimplementowanych funkcji. Wyniki testów sterowań oraz wskazań pozycji łączników przedstawiono w formie filmu [22], natomiast wyniki testów funkcji pomiarowych i zabezpieczeniowych zaprezentowano w niniejszym rozdziale.

5.1. Testowanie poprawności wskazań pomiaru napięcia

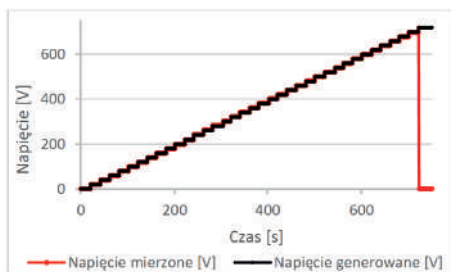
Przebieg testu polegał na zadawaniu napięcia stałego na szynę W10_DC z zasilacza laboratoryjnego EA-PSI 9750-20 [23] w zakresie 0-700 V DC, zgodnie ze schematem przedstawionym na rysunku 9. Napięcie zasilacza zwiększano co 20 V i każdorazowo odczytywano wartość napięcia z systemu SCADA. Analiza wyników pomiarowych polegała na porównywaniu wartości napięcia odczytanego z wykresów w systemie SCADA z zadaną wartością napięcia pochodzącego z zasilacza laboratoryjnego. Wyniki pomiarów zestawiono na rysunku 10.

Wartości napięcia odczytane z syste-

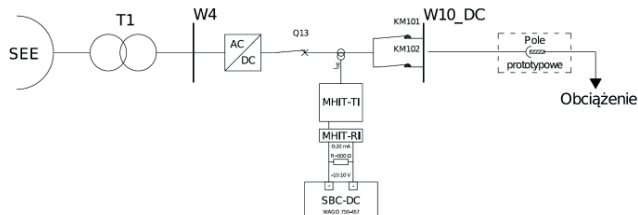


Rys. 9. Schemat sieci do testowania wskaźników napięcia DC

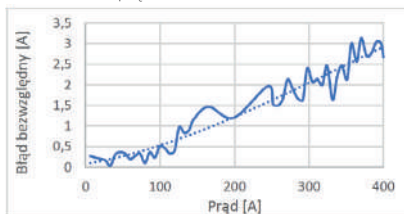
mu SCADA są poprawne i pokrywają się z generowaną wartością napięcia z zasilacza EA-PSI 9750-20.



Rys. 10. Porównanie napięcia mierzonego (wyświetlanego w systemie SCADA) z wartością napięcia generowanego na szynie DC



Rys. 11. Schemat sieci do testowania wskazań prądu DC



Rys. 12. Zależność błędu bezwzględnego w funkcji faktycznie płynącego prądu

5.2. Testowanie poprawności wskazań pomiaru prądu

Na rysunku 11 przedstawiono konfigurację sieci według której testowano wskazania prądu DC. Przepływ prądu wymuszony był płynną zmianą obciążenia LOAD1.

Podczas testów zaobserwowano, że wraz ze wzrostem wartości płynącego prądu rośnie wartość błędu bezwzględnego pomiędzy wartością prądu wy-

światłą w SCADA a faktyczną wartością prądu wymuszanego przez znaną wartość obciążenia LOAD1, zależność tą przedstawiono na rysunku 12.

Cieężko jednoznacznie określić przyczynę występujących rozbieżności. Droga procesu przetwarzania jest długa, a porównano tylko efekt końcowy, który jest zbiorem niedokładności z każdego etapu przetwarzania.

Zdecydowano zatem o przeprowadzeniu kalibracji pomiarów, dokonano przybliżenia przebiegu błędu bezwzględnego funkcją wielomianową 3 stopnia, o współczynnikach przedstawionych w tabeli 3. Wyznaczone równanie (1) odpowiednio uwzględniono w kodzie sterownika (opisano w rozdziale 2.2).

A	B	C	D
$-1.68 \cdot 10^{(-8)}$	$1.7 \cdot 10^{(-5)}$	$2.97 \cdot 10^{(-3)}$	0.0793

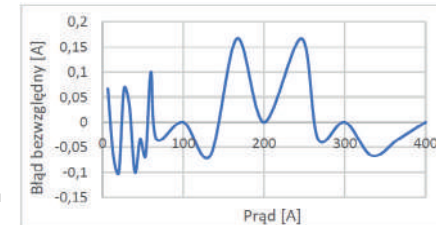
Tabela 3. Współczynniki równania wielomianowego (1)

Po kalibracji ponownie przeprowadzono testy a ich wyniki przedstawiono na rysunku 13, widać, że błąd nie jest już zależny od prądu i oscyluje w okolicach 0 A przy czym największa rozbieżność względem faktycznej wartości prądu wynosi 0,15 A. Wielkość błędów po procesie kalibracji jest akceptowalna.

5.3. Testowanie funkcji nadprądowego wyzwolenia rozłączników

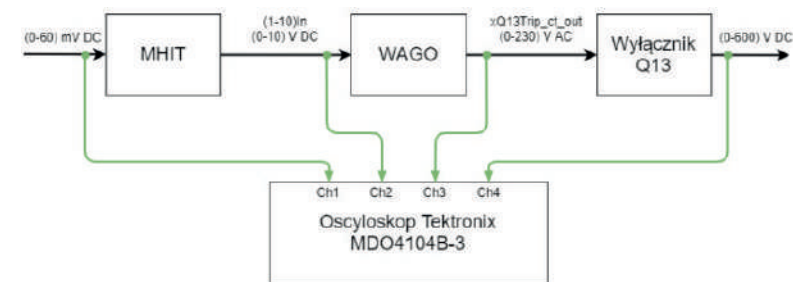
Testy funkcji zabezpieczeniowej zrealizowano w oparciu o schemat przedstawiony na rysunku 14. Do testów wykorzystano oscyloskop Tektronix MDO4104B-3 [24], który skonfigurowano tak by rejestrował 2500 próbek na sekundę, czyli jedna próbka co 0,4 ms. Rejestrowane były następujące napięcia:

- (0-60) mV na boczku pomiarowym,
- (0-10) V na wejściu modułu WAGO,
- (0-230) V na stykach wyjścia WAGO,
- (0-600) V na szynie DC.



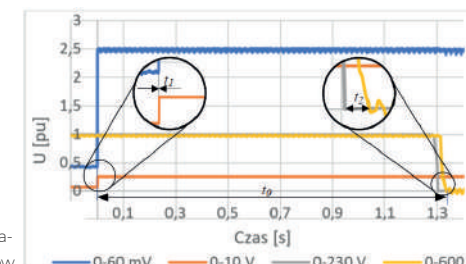
Rys. 13. Zależność błędu bezwzględnego w funkcji faktycznie płynącego prądu po kalibracji

Sygnałem zakłóceniovym było podane na zaciski przetwornika pomiarowego MHIT napięcie (odzworowujące spadek napięcia na boczniku pomiarowym w wyniku przepływu prądu przetężeniowego). Napięcie to w przedziale wartości prądów znamionowych bocznika mieściło się w zakresie (0-60) mV – bocznik do celów testów odłączono od przetwornika pomiarowego.



Rys. 14. Schemat poglądowy układu testowego

Wykonanych zostało dziesięć prób pomiarowych dla określonej wartości sygnału zakłócenieniowego. Podane zakłócenie to napięcie 150 mV odzworowujące prąd 1000 A (6,4In), gdzie prąd znamionowy obwodu zabezpieczanego wynosił 156 A. Na rysunku 15 przedstawiono przebiegi mierzonych napięć w jednostkach względnych pu dla jednej z prób. Średnia wartość czasów zadziałania funkcji zabezpieczeniowej wyniosła $t_0 = 1,3376$ s. Czas ten uwzględnia zwłokę zaprogramowaną wg. rów-



Rys. 15. Przebiegi napięć zarejestrowanych podczas testów

nania [3], która dla prądu 1000 A wyniosła 1,245 s. Z tego wynika, że średni czas opóźnienia całego toru jak na rys. 15 (od 0-60 mV do 0-600 V) wyniósł 92,6 ms, wyróżnia się w nim czasy opóźnień:

- przetwornika MHIT $t_1 < 0,4$ ms (rys. 15),
- modułu analogowego ~ 10 ms [25],
- moduł przekaźnikowy ~ 5 ms [26],
- wyłącznik Q13 $t_2 \sim 30$ ms (rys. 15).

Pozostałe opóźnienia są powodowane przez sam sterownik.

6. Podsumowanie

Nowoczesne systemy sterowania i nadzoru (SSiN) coraz częściej wymagają, aby urządzenia stacyjne spełnia-

ły warunek zgodności ze standardem IEC 61850 [27]. Trend ten powoduje, że producenci programowalnych sterowników logicznych PLC dostosowują swoje urządzenia do obsługi protokołów komunikacyjnych do teletransmisji zgodnych z IEC 61850. Przykładem takiego urządzenia może być sterownik WAGO 750-8212/025-001, wykorzystany w opisanym projekcie.

Cyfrowy sterownik polowy oparty na sterowniku PLC, dzięki swojej modułowej budowie może realizować wiele funkcji takich jak sterownie, pomiary i nadzór nad urządzeniami stacji elektroenergetycznej. Możliwa jest realizacja również bardziej złożonych funkcjonalności np. nadprądowe wyzolenie łączników zgodnie z przyjętą charakterystyką czasowo-prądową. To wszystko sprawia, że opracowany sterownik może z powodzeniem zostać wykorzystany jako element układu automatyki

zajmujący się wykrywaniem stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Warto zaznaczyć, że możliwości jakie daje PLC są bardzo duże, a ich wybór uzależniony jest od indywidualnych potrzeb urządzeń stacyjnych. Dostęp do kodu źródłowego sprawia, że na każdym etapie działania systemu możliwe jest implementowanie nowych funkcjonalności. Za wyborem takiego rozwiązania przemawia również łatwość programowania i konfiguracji komunikacji IEC 61850.

7. Bibliografia

1. ABB ABILITYTM: Cyfrowa stacja ABB, Publikacja branżowa ABB, Polska 2018.
2. ABB: Pierwsza w Polsce cyfrowa stacja elektroenergetyczna 110 kV już przesyła dane, Informacja prasowa ABB, Polska 2019.
3. Komitet Techniczny 57: IEC TR 61850-1:2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview, Norma IEC 61850, 2013.
4. Kozłowski E. W., Pazik M.: IEC 61850 standard: Communication networks and systems for power utility automation, Materiały szkoleniowe, Gdańsk, 2020.
5. WAGO-I/O-SYSTEM 750: 750-8212 PFC200; G2; 2ETH RS, Instrukcja obsługi, 2020.
6. WAGO ELWAG Sp. z o.o.: <https://www.wago.com/pl/>, Strona internetowa, 2021 (rok odwiedzenia).
7. Breza M., Grabowski F.: Cyfrowy sterownik polowy przeznaczony do stacji DC, Projekt dyplomowy inżynierski, Politechnika Gdańska, 2021.
8. ABB: SACE Tmax. T Generation Low voltage moulded-case circuit-breakers from 250 A up to 1600 A, Katalog techniczny, 2016.
9. ABB: AF580-30-22-70, Karta katalogowa, 2020.
10. Microelettrica Scientifica: MHIT D.C. MEASURING CONVERTER, Karta katalogowa, 2014.
11. Microelettrica Scientifica: D.C. MEASURING CONVERTER TYPE „MHIT”. Instrukcja obsługi, 2014.
12. Komitet Techniczny 183: PN-EN 61850-7-4:2011 Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych -- Część 7-4: Podstawowa struktura komunikacyjna -- Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych, Polski odpowiednik normy IEC 61850-7-4, 2011.
13. Komitet Techniczny 95: IEC 60255-151:2009 Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection, Norma IEC 60255, 2009.
14. WAGO: <https://www.wago.com/pl/automatyka/systemy-io/750/>, Materiały reklamowe na stronie internetowej, 2021 (rok odwiedzenia).
15. WAGO: www.wago.com/pl/oprogramowanie/wago-i-o-pro/p/759-333, Adres do pobrania oprogramowania WAGO-I/O-PRO, 2021 (rok odwiedzenia).
16. WAGO: IEC 61850 Solution for programmable Controls of Telecontrol Technology, Instrukcja obsługi WAGO IEC 61850 Configurator, 2018.
17. WAGO Innovate connections: Telecontrol Technology with IEC 60870/61850/61400, Katalog techniczny, 2021 (rok odwiedzenia).
18. Microelettrica Scientifica: D.C. SUBSTATION PROTECTIVE RELAY TYPE U-MLES-PLV-TS, Instrukcja obsługi, 2013.
19. Mikronika: Skrypt operatora systemu SYNDIS RV, Dokumentacja szkoleniowa, 2011.
20. Mikronika: pConfig program konfiguracyjny, Opis programu, 2014.
21. Mikronika Sp. z o.o.: <https://www.mikronika.pl/>, Strona internetowa, 2021 (rok odwiedzenia).
22. Breza M. Grabowski F.: Testy sterownika SBC DC <https://youtu.be/ao682cmO8qo>, Film, 2021.
23. EA Elektro-Automatik: EA-PSI 9000 3U 3,3 kW –15 kW, Karta katalogowa, 2018.
24. Tektronix: Mixed Domain Oscilloscopes MDO4000B Series, Karta katalogowa, 2015.
25. WAGO-I/O-SYSTEM 750: 750-457 4AI ±10V DC S.E., Instrukcja obsługi, 2015.
26. WAGO-I/O-SYSTEM 750: 750-515 4DO 250V AC 2.0A/ Relais 4NO/ Potential Free, Instrukcja obsługi, 2016.
27. Jędrzychowski R., Sereja K.: Adaptacja sterownika PLC do wymogów standardu komunikacyjnego IEC 61850, Zeszyty naukowe Politechniki Poznańskiej serii Elektryka Nr. 91, Politechnika Poznańska, 2017

Targi branżowe

3M Poland Sp. z o.o.

APS Energia S.A.

ZAiUP AREX Sp. z o.o.

Elektrometal Energetyka S.A.

ELKO-BIS Systemy Odgromowe Sp. z o.o.

EL-PUK Sp. z o.o.

Ensto Pol Sp. z o.o.

Hauff-Technik

HYBRYD Sp. z o.o.

KOLEN Sp. z o.o.

Nexans Power Accessories Poland Sp. z o.o.

ORW-ELS Sp. z o.o.

Relpol S.A.

SIBA Polska Sp. z o.o.

SONEL S.A.

ZPUE S.A.

ZARMEN zakład Elektrobudowa

3M Poland Sp. z o.o.



3M Poland Sp. z o.o. jest firmą technologiczno-produkcyjną, będącą oddziałem międzynarodowego koncernu 3M. W Polsce 3M działa od 30 lat, posiada 4 ośrodki produkcyjne, zatrudnia ponad 4 tys. pracowników i wytwarza 12 tys. produktów w ramach 4 grup biznesowych: Bezpieczeństwo i Przemysł, Transport i Elektronika, Ochrona Zdrowia oraz Produkty Konsumenckie. Centrala firmy mieści się w Kajetanach k. Warszawy. Producent m.in. taśm elektrotechnicznych, osprzętu kablowego, złączek kablowych, żywic elektroizolacyjnych, aerozoli technicznych, materiałów termokurczliwych, produktów w technologii zimnokurczliwej jak również urządzeń do oznakowania infrastruktury podziemnej.

APS Energia S.A.



APS Energia, obecna na rynku już ponad 25 lat, jest projektantem i producentem systemów zasilania gwarantowanego, m.in. dla energetyki, w tym atomowej, transportu i trakcji, nafty i gazu, ciepłownictwa, przemysłu, medycyny i telekomunikacji. Współpracuje z ośrodkami naukowymi w kraju i za granicą. Posiada dział R&D i projektuje indywidualne rozwiązania o najwyższych parametrach dostępnych na rynku. Produkcja odbywa się w Polsce i w Rosji, a spółki zależne znajdują się także w Czechach, Kazachstanie, Azerbejdżanie, Turcji i na Ukrainie. www.apsenergia.pl

ZAiUP AREX Sp. z o.o.



ZAiUP AREX (WB Group) specjalizuje się w projektowaniu i produkcji technologii dedykowanych branży cywilnej oraz specjalnej. Rozwiązania Spółki obejmują m.in.: systemy sterowania napędami elektrycznymi w systemach kierowania ogniem i automatach ładowania amunicji, systemy do sterowania elektrycznym ogrzewaniem rozjazdów kolejowych oraz sterowania oświetleniem, układy napędowe do platform elektromobilnych, stacje ładowania pojazdów elektrycznych.

Elektrometal Energetyka S.A.



Elektrometal Energetyka SA
Pomysły z energią

Elektrometal Energetyka S.A. jest producentem i dostawcą zabezpieczeń e²TANGO WN, SN, nN, rozdzielnic SN, automatyki zabezpieczeniowej systemów SCADA, oraz usług takich jak realizacje w formule GRI. Nasze urządzenia są eksploatowane w tysiącach obiektów w Polsce i Europie, w takich sektorach jak dystrybucja, wytwarzanie, przemysł ciężki, górnictwo, trakcja czy OZE. Jesteśmy liderem sprzedaży wśród polskich producentów EAZ.

ELKO-BIS Systemy Odgromowe Sp. z o.o.



Spółka ELKO-BIS Systemy Odgromowe gwarantuje najwyższej jakości instalacje odgromowe, błyskawiczną realizację zamówień, wsparcie sprzedażowe, techniczne i projektowe na każdym etapie współpracy. Obecnie osprzęt odgromowy ELKO-BIS dystrybuowany jest przez najlepsze hurtownie elektrotechniczne i sklepy w kraju, a także zagranicą.

EL-PUK Sp. z o.o.



Firma EL-PUK Sp. z o.o. to producent i dystrybutor systemów tras kablowych, kanałów podłogowych oraz konstrukcji do montażu paneli fotowoltaicznych (PV). Oferowane wyroby powstają w zakładzie znajdującym się w Konstantynowie Łódzkim i spełniają wszystkie wymagania dyrektyw, rozporządzeń i norm przedmiotowych, potwierdzonych badaniami, certyfikatami oraz atestami. Do wszystkich oferowanych produktów oferujemy usługę profesjonalnego montażu.

Ensto Pol Sp. z o.o.

ENSTO

Ensto to przemysłowa grupa biznesowa wywodząca się z Finlandii. Od ponad 60 lat jesteśmy ekspertem w zakresie budowy linii dystrybucyjnych energii elektrycznej. Dostarczamy osprzęt i urządzenia do linii napowietrznych niskiego i średniego napięcia, osprzęt kablowy oraz urządzenia automatyki sieci, do monitorowania i sterowania sieciami przede wszystkim SN.

Myśl przewodnia naszych działań brzmi: Lepsze życie. Dzięki elektryczności.

Hauff-Technik

**hauff
technik**

Cable and Pipe Sealing Systems

Firma Hauff-Technik jest twórcą i producentem systemów uszczelnień dla kabli i rur. W swojej ofercie posiada szeroki wachlarz rozwiązań poczynając od prostych i uniwersalnych uszczelnień dla klientów indywidualnych po specjalistyczne rozwiązanie dla energetyki zawodowej i przemysłu. Firma oferuje wsparcie projektowe, doradztwo produktowe jak również szkolenia z zakresu prawidłowego montażu.

HYBRYD Sp. z o.o.

HYBRYD

Producent opraw, modułów i systemów oświetlenia awaryjnego, założony w 1986 roku. Większość produkcji oparta jest o własne konstrukcje, opracowane w dziale konstrukcyjnym. Naszym zamierzeniem jest ciągły rozwój Spółki w oparciu o System Zarządzania Jakości zgodny z normą ISO 9001:2015, ciągle doskonalony i utrzymywany na każdym szczeblu organizacji.

Nasze główne cele to:

- Rzetelne rozpoznawanie potrzeb rynku
- Wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań i technologii
- Zapewnienie deklarowanego poziomu jakości

KOLEN Sp. z o.o.



Firma KOLEN powstała w 1992 roku. Specjalizuje się w produkcji urządzeń ochrony ziemnozwarciowej w sieci trakcyjnej prądu stałego ograniczających prądy błędzące oraz specjalistycznych testerów i aparatury pomiarowej. Wszystkie rozwiązania zostały opracowane we własnym zakresie i opatentowane. Dla potrzeb Energetyki może być wykorzystany unikalny miernik rezystancji uziemień typu IMR oraz urządzenie ograniczające napięcie TZD-INR do stosowania w instalacjach uziemających SN.

Nexans Power Accessories Poland Sp. z o.o.

Nexans

Wiodący dostawca prefabrykowanych akcesoriów i osprzętu kablowego niskiego, średniego i wysokiego napięcia. Swoją pozycję przedsiębiorstwo zawdzięcza gotowości do innowacji, bliskości rynku oraz konsekwentnie realizowanym działaniom, które zapewniają wysoką jakość oferowanych urządzeń.

Kompleksowa oferta obejmuje szeroki wachlarz akcesoriów oraz osprzętu kablowego niskiego, średniego i wysokiego napięcia.

ORW-ELS Sp. z o.o.



Działalność ORW-ELS Sp. z o.o. skupia się na produkcji oraz świadczeniu usług z zakresu ochrony odgromowej, ochrony przeciwpożarowej. Jesteśmy polskim producentem piorunochronów z układem wspomagającym rozwój lidera GROMOSTAR. Oferujemy naszym klientom szeroki asortyment produktów, doradztwo techniczne, projekty, profesjonalny montaż oraz przeglądy techniczne instalacji.

Relpol S.A.



Polski producent przekaźników z ponad 60-letnią tradycją i doświadczeniem. Choć Przedsiębiorstwo przez lata istnienia zmieniał swoją nazwę, to niezmiennie od 1958 roku specjalizujemy się w produkcji najwyższej jakości różnego rodzaju przekaźników. Nasze produkty stosowane są w automatyce przemysłowej i energetycznej, energoelektronice, elektronice przemysłowej i użytkowej, kolejnictwie, systemach fotowoltaicznych i w wielu innych rozwiązaniach.

SIBA Polska Sp. z o.o.



Producent bezpieczników topikowych dla elektroniki, energetyki i automatyki oferuje:

- bezpieczniki do ochrony półprzewodników (ultraszybkie)
- bezpieczniki przemysłowe
- bezpieczniki trakcyjne, stałoprądowe
- bezpieczniki w wykonaniu morskim oraz górnicze
- bezpieczniki dla średnich napięć
- bezpieczniki w standardach: brytyjskim, amerykańskim, francuskim, europejskim
- bezpieczniki do obwodów fotowoltaicznych
- bezpieczniki subminiatury SMD
- bezpieczniki miniatury
- gniazda i podstawy bezpiecznikowe

SONEL S.A.



Jesteśmy polskim producentem wysokiej jakości specjalistycznych przyrządów pomiarowych oraz sprzętu laboratoryjnego. Już od ponad 25 lat dostarczamy innowacyjne rozwiązania dla sektora elektroenergetycznego oraz przemysłu. SONEL S.A. spełnia dyrektywy Unii Europejskiej, dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej oraz bezpieczeństwa użytkownika. Posiadamy rekomendację SEP w zakresie produkcji, serwisu i projektowania przyrządów pomiarowych, międzynarodowe certyfikaty Systemu Zarządzania Jakością i Systemu Zarządzania Środowiskowego oraz akredytację Polskiego Centrum Akredytacji.

ZPUE S.A.



ZPUE S.A. jest producentem urządzeń służących do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Jesteśmy krajowym liderem w segmencie produkcji kontenerowych stacji transformatorowych. Kluczowym asortymentem Grupy są rozdzielnice średniego i niskiego napięcia. Na wspólny sukces pracuje 3000 specjalistów tworzących sprawny i kreatywny zespół.

ZARMEN zakład Elektrobudowa



ZARMEN zakład Elektrobudowa brała udział w budowie niemal wszystkich elektrowni i elektrociepłowni w Polsce oraz wielu na świecie. Jest obecna na nowo budowanych, modernizowanych i remontowanych obiektach energetycznych oraz przemysłowych, zarówno w kraju jak i za granicą.

ZARMEN zakład Elektrobudowa jest producentem urządzeń elektroenergetycznych, w tym głównie rozdzielnic i szynoprzewodów WN, SN i nN, urządzeń prądu stałego i stacji kontenerowych dla sektora elektroenergetycznego (wytwarzanie, przesył i dystrybucja energii), szeroko rozumianego sektora przemysłowego (m.in. paliwowego, chemicznego, węglowego, metalurgicznego, papierniczego, mineralnego, itd.) oraz trakcji miejskiej i kolejowej. Produkcja zorganizowana jest w dwóch zakładach produkcyjnych.

Patronaty

Wojewoda Pomorski

Marszałek Województwa
Pomorskiego

Miasto Gdańsk

Stowarzyszenie Elektryków
Polskich

Politechnika Gdańska

Państwowa Inspekcja Pracy

CIRE.pl

Elektrosystemy

Elektro.info

enerad.pl

Radio Gdańsk

INPE

Optimal Energy

WysokieNapiecie.pl

Patroni Honorowi



WOJEWODA POMORSKI
DARIUSZ DRELICH



MIECZYŚLAW STRUK
MARSZAŁEK
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO



GDAŃSK



POLITECHNIKA
GDAŃSKA



Patroni Medialni



Komitet Organizacyjny

Przemysław Minkowski

Przewodniczący
Komitetu Organizacyjnego

Kornel Borowski

Przewodniczący
ds. naukowo-programowych

Patryk Zawadzki

Główny koordynator

Marek Behnke

Bartłomiej Bładowski

Mateusz Breza

Maciej Dobrodziej

Franciszek Doroń

Anna Perżyło

Maksymilian Malinowski

Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk



O.GDAŃSK

SEP O. Gdańsk to społeczność branży elektroenergetycznej na Pomorzu, której głównym celem jest wzajemna wymiana doświadczeń.

Stowarzyszenie łączy doświadczenie zawodowe elektryków oraz młodą kadrę inżynierską wprowadzającą innowacyjne podejście w branży.



GDe



O.GDAŃSK