



Gdańskie Dni Elektryki 2023

Konferencja elektroenergetyczna

spis treści

4	Przedmowa
6	Program
14	Sponsorzy i Partnerzy
28	Referaty
148	Targi branżowe
154	Patronaty
160	Organizatorzy

Przedmowa



dr inż.
Stanisław Wojtas
Prezes
SEP O. Gdańsk

Patryk Zawadzki
Przewodniczący
GDE 2023

Szanowni Państwo,

Organizowana przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk konferencja naukowo-techniczna zatytułowana **Gdańskie Dni Elektryki 2023** odbywa się w tym roku po raz 46-sty. Referaty i wystawy techniczne wchodzące w program corocznych GDE są adresowane do szerokiej rzeszy elektryków odpowiedzialnych za bezpieczną i niezawodną eksploatację urządzeń oraz instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych. Formuła konferencji daje możliwość bezpośrednich kontaktów i wymiany poglądów wspomnianego grona elektryków z przedstawicielami nauki i producentami urządzeń oraz dystrybutorami energii elektrycznej. Taka wymiana doświadczeń nabiera szczególnego znaczenia w obecnym czasie, kiedy pomysł budowy elektrowni jądrowej zmierza w stronę rzeczywistej realizacji – dlatego temat wiodący tegorocznych GDE poświęcony został „**Integracji energetyki jądrowej i odnawialnych źródeł energii**”. Mamy nadzieję, że konferencja w jakimś stopniu będzie stanowiła wsparcie w dalszej realizacji tego projektu.

Równolegle z GDE są organizowane **Ogólnopolskie Dni Młodego Elektryka**. Jest to wydarzenie coroczne organizowane przez studentów różnych uczelni technicznych. Gospodarzami tegorocznej 24-tej edycji ODME zostali studenci Politechniki Gdańskiej. Celem wydarzenia jest propagowanie wśród młodych elektryków bogatej tradycji SEP oraz zachęcenie ich do aktywnej działalności w stowarzyszeniach i organizacjach skupiających elektryków oraz poszerzanie specjalistycznej wiedzy uczestników w zakresie szeroko pojętej elektryki. Ważnymi czynnikami tego przedsięwzięcia jest też integracja środowisk studenckich z różnych uczelni.

Władze SEP Oddział Gdańsk i Organizatorzy GDE 2023 wyrażają serdeczne podziękowanie:

- Władzom Politechniki Gdańskiej za życzliwą pomoc i udostępnienie pomieszczeń,
- Pracownikom Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG za wsparcie merytoryczne GDE 2023, a studentom zrzeszonym w Studenckim Kole SEP PG za wszechstronną działalność związaną z organizacją konferencji,
- Autorom referatów za trud włożony w ich opracowanie i prezentację,
- Partnerom, Sponsorom i Wystawcom za wsparcie konferencji realizowane na wielu płaszczyznach.

GDE 2023

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.

Dzień I, 9.11.2023

Gmach Główny Politechniki Gdańskiej

- 8¹⁵-9⁰⁰** **Rejestracja uczestników**
- 9⁰⁰-9³⁰** **Inauguracja konferencji,
otwarcie targów branżowych**
- 9³⁰-10⁰⁰** **Wykład inauguracyjny
dotyczący energetyki jądrowej
w Polsce**
Marcin Jaskólski
Politechnika Gdańska
- 10⁰⁰-10³⁰** **Wpływ projektowanej linii
HVDC północ-południe na
pracę krajowego systemu
przesyłowego**
Henryk Kocot
Agnieszka Dziendziel
Politechnika Śląska

- 10³⁰-11⁰⁰** **Stabilizacja parametrów
sieciowych przez
magazyny energii**
Arkadiusz Marata
Prezes Elmech-ASE S.A.
- 11⁰⁰-11⁴⁵** **Przerwa kawowa**
- 11⁴⁵-12⁵⁰** **Integracja morskich farm
wiatrowych z systemem
elektroenergetycznym**
Ørsted Polska OF Services Sp. z o. o.
- 12⁵⁵-13²⁵** **Układ regulacji mocy dużej far-
my fotowoltaicznej**
Mirosław Włas
Politechnika Gdańska
- 13²⁵-13⁵⁵** **Elektromorska Innowacja:
Nasza Rola w Rozwoju
Odnawialnych Źródeł Energii**
Seaonics Polska Sp. z o.o.
- 14⁰⁰-15⁰⁰** **Przerwa lunchowa**

15⁰⁰-15³⁰

**Cyfryzacja procesów
w akredytowanym
laboratorium Sonel**
Sonel SA

15³⁰-16⁰⁰

**Nowe spojrzenie na analizy
i obliczenia w sieciach
elektroenergetycznych
i liniach napowietrznych**
IPC Sp. z o.o.

16⁰⁰-16³⁰

**Badanie wybranych
właściwości wyłączników
różnicowoprądowych typu F**
Stanisław Czapp
Kornel Borowski
Politechnika Gdańska

16³⁰-16⁴⁰

**Zakończenie pierwszego
dnia konferencji i targów
branżowych**

18³⁰-23⁰⁰

Bankiet

Dzień II, 10.11.2023

Gmach Główny

Politechniki Gdańskiej

9⁰⁰-9⁴⁵

Rejestracja uczestników

9⁴⁵-10⁰⁰

Powitanie gości

10⁰⁰-10³⁰

Prezentacja technologiczna
Electrum Holding
Electrum Holding Sp. z o. o.

10³⁰-11⁰⁰

**Optymalizacja kosztów
i czasu wykonania tras
kablowych. Aktualne
i nowe rozwiązania na
bazie asortymentu**
AKS Zielonka
AKS ZIELONKA Skwierczyńscy Sp. z o.o.

11⁰⁰-11³⁰

**Seria 8A – programowalny
przełącznik logiczny FINDER
OPTA. Możliwości, zastosowa-
nie, programowanie, czyli naj-
ważniejsze informacje zanim
siądziesz do projektu**

FINDER Polska Sp. z o. o

11³⁰-12⁰⁰

**Procedury diagnostyczne
dla maszyn elektrycznych**

M. Olesz, J. Gulczyński, M. Adamowicz
Politechnika Gdańska

12⁰⁰-12³⁰

**Regulacja napięcia w głębi sie-
ci przy dużym nasyceniu mikro-
instalacjami fotowoltaicznymi**

Łukasz Kajda, Instytut Energetyki

12³⁰-13⁰⁰

Przerwa kawowa

13⁰⁰-13³⁰

**Optymalizacja izolatora
przepustowego średniego
napięcia do zastosowań
technologicznych**

Marek Olesz, Paweł Pankowski
Politechnika Gdańska

13³⁰-14⁰⁰

Czy smart home istnieje?

Tomasz Wiesiołek
Wiecom Sp. z o.o.

14⁰⁰-15⁰⁰

**Bilansowanie źródeł OZE w
spółdzielni energetycznej z
zastosowaniem optymalnego
doboru członków oraz maga-
zynowania energii**

Adam Mroziński
Politechnika Bydgoska

15⁰⁰-15²⁵

Przerwa lunchowa

15³⁰-16⁰⁰

**Instalacje fotowoltaiczne
w budownictwie
wielorodzinnym**

L. Litzbarski, K. Seklecki, J. Wójcik,
Z. Cieślukowska, J. Grochowski,
M. Włas, Politechnika Gdańska,
Politechnika Poznańska

16⁰⁰-16¹⁵

**Oficjalne zakończenie
wydarzenia**

Sponsor Strategiczny

ENERGA SA



Energa z Grupy ORLEN jest jedną z czterech największych krajowych grup energetycznych i trzecim największym dostawcą energii elektrycznej w Polsce. Zaopatruje i gwarantuje bezpieczne oraz stabilne dostawy prądu ponad 3 milionom odbiorców na obszarze 1/4 powierzchni naszego kraju. Jest też trzecim największym zintegrowanym operatorem systemu dystrybucyjnego w Polsce pod względem ilości dostarczanej energii.

Jej sieć dystrybucyjna składa się z linii energetycznych o łącznej długości ponad 196 tys. km. Aż 44 proc. mocy zainstalowanej w aktywach wytwórczych Grupy Energa pochodzi z OZE. Z roku na rok rośnie udział energii elektrycznej, pochodzącej z odnawialnych źródeł, a sprzedawanej klientom przez Energe Obrót, spółkę zależną Energi z Grupy ORLEN. W 2022 roku było to już ponad 40 procent.

Oprócz działalności biznesowej koncern od lat uczestniczy w przestrzeni społecznej wspierając sport, naukę, kulturę i ochronę środowiska.

Sponsory

Grupa Electrum
Seaonics Polska

Grupa Electrum



Grupa Electrum to wiodący polski biznes Climate Tech z siedzibą w Białymstoku, oferujący kompleksowe rozwiązania z zakresu najnowszych technologii rozwoju, budowy i zarządzania projektami w obszarze energii i informacji. Dojrzałość technologiczna jej ekspertów pozwala na dostarczanie produktów i usług, które są odpowiedzią na potrzeby przemysłu i biznesu zmieniające się wraz z postępującą transformacją energetyczną. Tworzy i wprowadza w życie rozwiązania oraz buduje projekty oparte o ideę indywidualnego miksu energetycznego, zachowując równowagę między odpowiedzialnością społeczną i środowiskową biznesu a aspektem ekonomicznym.

Seaonics Polska



SEAONICS skutecznie i bezpiecznie wprowadza świat na wyższy poziom inteligentnych, zelektryfikowanych rozwiązań oraz urządzeń transportu poziomego i pionowego na rynek morski. Jesteśmy dostawcą specjalistycznych urządzeń takich jak: dźwigi oraz "gangway-e" z kompensacją 3D dla rozwijającej się branży Morskich Farm Wiatrowych, systemy do opuszczania robotów podwodnych (LARS), dźwigi AHC, zaawansowane wciągarki instalowane na platformach wiertniczych. Dbamy o to aby nasze urządzenia były przyjazne dla środowiska i bezpieczne. Jesteśmy częścią grupy kapitałowej VARD/ Fincantieri - największej europejskiej grupy stoczniowej projektującej i budującej statki handlowe, pasażerskie, statki offshore i okręty wojenne. Wspólnie bierzemy udział w najbardziej zaawansowanych technicznie projektach budowanych na całym świecie. Seaonics rzucił wyzwanie dzisiejszej technologii, aby ukształtować przyszłe rozwiązania w zakresie Morskich urządzeń transportowych.

Partnerzy

Grupa Technologiczna ASE

FIBARO

IPC Sp. z o.o.

Ørsted

Polskie Elektrownie Jądrowe

SONEL S.A.

Grupa Technologiczna ASE



Grupa Technologiczna ASE to stowarzyszenie firm o różnorodnych profilach inżynierskich. Naszym głównym celem jest transformacja energetyczna i poszukiwanie innowacyjnych rozwiązań, ze szczególnym uwzględnieniem instalacji wodorowych. Jesteśmy producentem systemów magazynowania energii i specjalizujemy się w projektowaniu morskich farm wiatrowych oraz zaawansowanych technologicznie instalacji wodorowych. Nasze systemy magazynowania energii zostały starannie zaprojektowane, aby efektywnie gromadzić i magazynować energię elektryczną, umożliwiając elastyczne dostosowywanie się do zmieniających się potrzeb. Nasze niezachwiane zaangażowanie w kształtowanie globalnego krajobrazu energetycznego stawia nas w czołówce branży, umożliwiając nam budowanie bardziej zrównoważonej i odpornej przyszłości.

FIBARO

FIBARO

a **Nice** company

FIBARO to globalna marka działająca w branży IoT (Internetu Rzeczy), dostarczająca rozwiązania z zakresu automatyki budynkowej. Siedziba i fabryka FIBARO znajdują się w Wysogotowie, pod Poznaniem. Razem z oddziałem R&D z Zielonej Góry, firma zatrudnia ok. 220 pracowników. FIBARO jest systemem w całości projektowanym, rozwijanym i produkowanym w Polsce. System FIBARO w przeciągu zaledwie kilku lat, zdomował się na sześciu kontynentach, stając się jednym z najbardziej zaawansowanych, bezprzewodowych systemów inteligentnego domu na świecie.

Cała produkcja FIBARO odbywa się w fabryce pod Poznaniem. Obiekt zajmuje powierzchnię ponad 4000 m² i wytwarza wszystkie produkty znajdujące się w portfolio firmy. Fabryka FIBARO wyposażona jest w profesjonalne i nowoczesne linie produkcyjne, które tworzą rozwiązania uznanych światowych producentów oraz narzędzia stworzone przez inżynierów FIBARO, dedykowane produkcji i testowaniu urządzeń z obszaru smart home.

FIBARO za priorytet stawia sobie najwyższe standardy kontroli jakości, zatem 100% produktów przechodzi tu wyśrubowaną fazę testów na każdym etapie produkcji. Wszystkie procesy w fabryce są doskonalone przez wysokiej klasy inżynierów, co skutkuje ciągłą poprawą ich efektywności i jakości.

IPC Sp. z o.o.



Firma IPC Sp. z o.o. zajmuje się wytwarzaniem i dystrybucją specjalistycznego oprogramowania obliczeniowego dla energetyki. Ważnym elementem działalności są również analizy pracy sieci elektroenergetycznych. Dotyczy to zarówno sieci przesyłowych, rozdzielczych, jak i przemysłowych.

Oferta firmy:

- oprogramowanie OeS Obliczenia Sieciowe,
- oprogramowanie ZikOS Linie Napowietrzne,
- analizy sieci elektroenergetycznych,
- analizy zagrożenia łukiem elektrycznym.

Program OeS służy do obliczeń sieci elektroenergetycznych w warunkach roboczych i zwarciovych. Program przeznaczony jest do obliczeń w sieciach elektrycznych promieniowych i wielokrotnie zamkniętych. Możliwości obliczeniowe programu pozwalają na analizę pracy sieci WN, SN i nN.

Program ZikOS służy do kompleksowej analizy stanów pracy elektroenergetycznych linii napowietrznych. System ZikOS umożliwia analizę mechaniki przewodów, parametrów elektrycznych linii i oddziaływań linii na środowisko.

Ørsted Polska OF Services Sp. z o.o.



Ørsted jest globalnym liderem transformacji energetycznej z ponad 30-letnim doświadczeniem w realizacji i rozwijaniu morskich farm wiatrowych, a także największym graczem na rynku morskiej energetyki wiatrowej. Wywodzący się z Danii koncern jest dziś obecny na kilkunastu rynkach, poczynając od Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej, przez kraje europejskie, a kończąc na Azji. Ørsted posiada obecnie ponad 12 GW mocy zainstalowanej w tej technologii na całym świecie. Oprócz morskich farm wiatrowych, firma rozwija, buduje i obsługuje lądowe farmy wiatrowe, farmy słoneczne, magazyny energii i bioelektrownie oraz dostarcza produkty energetyczne swoim klientom. Wizja Ørsted to świat oparty wyłącznie o odnawialne źródła energii.

Polska jest jednym z kluczowych rynków dla Ørsted, na którym firma działa już 12 lat, zatrudniając obecnie ponad 700 osób (blisko 8 tys. na całym świecie). W 2022 roku firma zdecydowała o zlokalizowaniu inżynierskiego centrum kompetencji do obsługi morskich farm wiatrowych właśnie w Warszawie. Zatrudnieni w nim specjaliści już wkrótce będą pracować przy polskich projektach morskich farm wiatrowych, a obecnie wspierają operacyjną działalność grupy na innych rynkach.

Polskie Elektrownie Jądrowe



**POLSKIE
ELEKTROWNIE
JĄDROWE**

Spółka Polskie Elektrownie Jądrowe realizuje zadania służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Misją spółki jest przygotowanie, budowa i eksploatacja elektrowni jądrowych, przy zachowaniu najwyższych standardów bezpieczeństwa, poszanowania otoczenia i środowiska. Do głównych działań spółki należą:

- Przygotowanie procesu inwestycyjnego i pełnienie roli inwestora w projekcie budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce. Spółka będzie także odpowiadać za budowę kolejnych reaktorów o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 GWe do ok. 9 GWe w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, wodne ciśnieniowe reaktory jądrowe generacji III(+) oraz ich ewentualną eksploatację.
- Wsparcie administracji rządowej w działaniach na rzecz realizacji celów Programu polskiej energetyki jądrowej
- Budowanie poparcia społecznego dla rozwoju energetyki jądrowej.

Właścicielem spółki Polskie Elektrownie Jądrowe jest Skarb Państwa. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 2021 roku, spółka jest nadzorowana przez Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Rozwój programu energetyki jądrowej jest jednym z filarów wzmacniania transformacji energetycznej Polski.

SONEL S.A.



SONEL Spółka Akcyjna jest jednym z największych polskich producentów przyrządów pomiarowych. Od prawie 30 lat produkuje profesjonalne urządzenia przeznaczone do kontroli bezpieczeństwa, stanu technicznego, parametrów oraz jakości sieci zasilających. Firma posiadamy własny Dział Badawczo-Rozwojowy, który nieustannie udoskonala i tworzy nowe konstrukcje, uwzględniając ciągle zmieniające się warunki techniczne, prawne i środowiskowe. W strukturze spółki SONEL S.A. funkcjonuje także Laboratorium Badawczo-Wzorcujące, które od 2017 roku posiada akredytację Polskiego Centrum Akredytacji na wzorcowanie przyrządów pomiarowych.

Referaty

Badanie wybranych właściwości wyłączników różnicowoprądowych typu F

Stanisław Czapp, Hanan Tariq, Kornel Borowski, Politechnika Gdańska

Wpływ projektowanej linii HVDC północ-południe na pracę krajowego systemu przesyłowego

Agnieszka Dziendziel, Henryk Kocot, Politechnika Śląska

Bilansowanie źródeł OZE w spółdzielni energetycznej z zastosowaniem optymalnego doboru członków oraz magazynowania energii

Adam Mroziński, Politechnika Bydgoska

Układ regulacji mocy dużej farmy wiatrowej

Mirosław Włas, Kacper Chyła, Konrad Seklecki, Politechnika Gdańska

Praktyka wykonywania pomiarów instalacji fotowoltaicznych prowadząca do określenia rzeczywistego stanu technicznego

Leszek Litzbarski, Marek Olesz, Konrad Seklecki, Politechnika Gdańska

Optymalizacja izolatora przepustowego średniego napięcia do zastosowań technologicznych

Paweł Pankowski, Marek Olesz, Politechnika Gdańska

Procedury diagnostyczne dla maszyn elektrycznych

Marek Olesz, Marcin Gulczyński, Marek Adamowicz, Politechnika Gdańska

Instalacje fotowoltaiczne w budownictwie wielorodzinnym

Konrad Seklecki, Leszek Litzbarski, Kuba Wójcik, Zuzanna Cieślukowska, Mirosław Włas, Jacek Grochowski, Politechnika Gdańska

Zastosowanie transformatorów z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów dla regulacji napięcia w sieci nn. Doświadczenia eksploatacyjne

Łukasz Kajda, Sebastian Samul, Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

Realizacja układu SZR na bazie sterownika PLC WAGO PFC200

Andrzej Augustiak, Remigiusz Izbaner, Jakub Labudda, Politechnika Gdańska

Modelowanie w zakresie planowania rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce do 2050 roku

Marcin Jaskólski, Centrum Energetyki Jądrowej, Politechnika Gdańska

Czym tak naprawdę jest smart home?

Wojciech Jankowski, Dyrektor Marketingu Fibaro Group SA

Świadectwo wzorcowania, to wystarczy?

Dorota Kołakowska, Sonel

Streszczenie wystąpienia na Gdańskie Dni Elektryki

Seonics Polska

Badanie wybranych właściwości wyłączników różnicowoprądowych typu F

Stanisław Czapp
Hanan Tariq
Kornel Borowski
Politechnika Gdańska

Wstęp

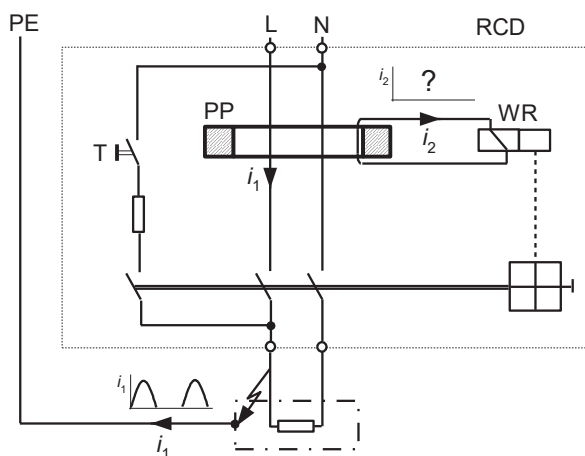
Wyłączniki różnicowoprądowe są to zabezpieczenia, które powszechnie występują w nowoczesnych instalacjach elektrycznych niskiego napięcia. Wykorzystywane są do zapewnienia skutecznej ochrony przeciwporażeniowej przy uszkodzeniu w ramach samoczynnego wyłączania zasilania oraz ochrony przeciwporażeniowej uzupełniającej w razie dotyku bezpośredniego [1, 2]. W niektórych instalacjach specjalnych, w których występuje zwiększone zagrożenie porażeniem, jak np. w instalacjach wymienionych w normach [3–5], stosowanie wyłączników różnicowoprądowych jest obowiązkowe.

Jednym z czynników, który powinien być rozpatrywany przy doborze wyłącznika różnicowoprądowego, jest jego zdolność do wykrywania kształtu przebiegu prądu różnicowego, spodziewanego w chronionym obwodzie. Z tego punktu widzenia rozróżnia się następujące podstawowe typy wyłączników różnicowoprądowych [6, 7]:

- typ AC – wykrywający prąd sinusoidalny o częstotliwości sieciowej (zwykle 50 Hz);
- typ A – wykrywający prąd taki jak wyłączniki typu AC, a ponadto prądy pulsujące stałe, w tym zawierające składową stałą wygładzoną o wartości nieprzekraczającej 6 mA;
- typ F – wykrywający prądy takie jak wyłączniki typu A, a ponadto prąd pulsujący stały zawierający składową stałą wygładzoną o wartości nieprzekraczającej 10 mA oraz prąd zawierający harmoniczne;
- typ B – wykrywający prądy takie jak wyłączniki typu F, a ponadto prąd stały wygładzony oraz prąd sinusoidalny o częstotliwości nieprzekraczającej 1000 Hz.

Konieczność dopasowania typu wyłącznika różnicowoprądowego do spodziewanego przebiegu prądu różnicowego wynika z konstrukcji i zasady działania tego zabezpieczenia. Głównymi elementami wyłącznika różnicowoprądowego są m.in. przekładnik prądowy sumujący (PP) i wyzwalacz różnicowy (WR) – rys. 1. Aby wyłącznik różnicowoprądowy (RCD) otworzył obwód główny, w którym doszło do uszkodzenia izolacji doziemnej, przez wyzwalacz WR powinien płynąć wystarczająco duży prąd i_2 . Wartość tego prądu zależy od wartości prądu pierwotnego i_1 (prądu różnicowego) oraz w dużej mierze od jakości transformacji prądu przez przekładnik. Gdy i_1 będzie prądem sinusoidalnym o częstotliwości 50 Hz, nawet wyłącznik typu AC poradzi sobie z wykryciem takiego prądu. Jeżeli jednak prąd i_1 będzie miał częstotliwości inną niż 50 Hz lub będzie jednokierunkowy (np. półfalowy jak na rys. 1), to warunki pracy przekładnika sumującego są trudniejsze. Jak wynika z badań wpływu częstotliwości prądu różnicowego [8–14] lub składowej stałej [15, 16] na działanie wyłączników różnicowoprądowych, ich próg zadziałania może znacznie przesunąć się w kierunku większych wartości prądu, a w niektórych przypadkach wyłączniki te mogą w ogóle nie reagować na prąd różnicowy, co jest niebezpieczne z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej.

Rys.1. Uproszczony schemat obwodu z wyłącznikiem różnicowoprądowym (RCD). PP – przekładnik prądowy sumujący, WR – wyzwalacz różnicowy, T – przycisk TEST, i_1 – prąd pierwotny (różnicowy) przekładnika PP, i_2 – prąd wtórny przekładnika PP (prąd płynący przez wyzwalacz WR)



Drugim czynnikiem związanym z doбором wyłączników różnicowoprądowych i eksploatacją instalacji z tymi zabezpieczeniami jest ich reakcja na pomiar impedancji pętli zwarciowej. Pomiar ten jest przeprowadzany w ramach sprawdzania instalacji elektrycznych [17], ale może sprawiać kłopoty. Podczas pomiaru impedancji pętli zwarciowej dość często dochodzi do zbędnego zadziałania wyłącznika różnicowoprądowego, co uniemożliwia prawidłowe wykonanie tego pomiaru.

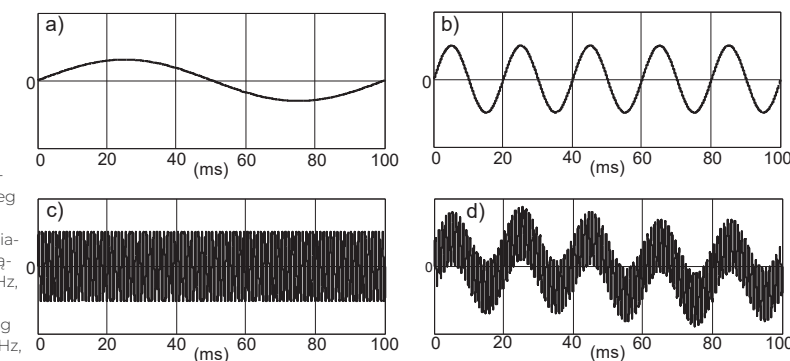
Dotychczasowe badania i publikacje skupiały się głównie na wyłącznikach różnicowoprądowych typu AC, A i B. Wyłączniki różnicowoprądowe typu F nie są jeszcze szeroko stosowane i na ich temat nie ma wielu publikacji. W niniejszym artykule przedstawiono wybrane wymagania normy [7] odnoszące się do parametrów technicznych wyłączników różnicowoprądowych typu F oraz wyniki badań działania tych wyłączników przy prądach różnicowych o częstotliwości innej niż 50 Hz. Omówiono również wyniki badań reakcji wyłączników różnicowoprądowych typu F na pomiar impedancji pętli zwarciowej, aby ocenić możliwość wykonania tego pomiaru stosunkowo dużym prądem bez zbędnego wyzwalania wyłączników różnicowoprądowych.

Wybrane wymagania norm dla wyłączników różnicowoprądowych typu F

Wyłączniki różnicowoprądowe typu F powinny spełniać wymagania norm PN-EN 61008-1 [6] i PN-EN 62423 [7]. W odniesieniu do kształtu prądu różnicowego wyłączniki te mają reagować na następujące przebiegi:

1. sinusoidalny o częstotliwości sieciowej (zwykle 50 Hz);
2. pulsujący stały o kącie opóźnienia: 0°, 90°, 135°;
3. pulsujący stały o kącie opóźnienia 0° z nałożoną składową stałą wygładzoną o wartości do 10 mA;
4. odkształcony zawierający następujące częstotliwości: 10 Hz, 50 Hz, 1000 Hz.

Najistotniejszą różnicą w porównaniu z wyłącznikami różnicowoprądowymi typu AC i typu A jest wymaganie działania przy prądzie różnicowym odkształconym zawierającym częstotliwości 10 Hz, 50 Hz i 1000 Hz. Na rys. 2 przedstawiono przebieg probierczy wraz z jego składowymi.

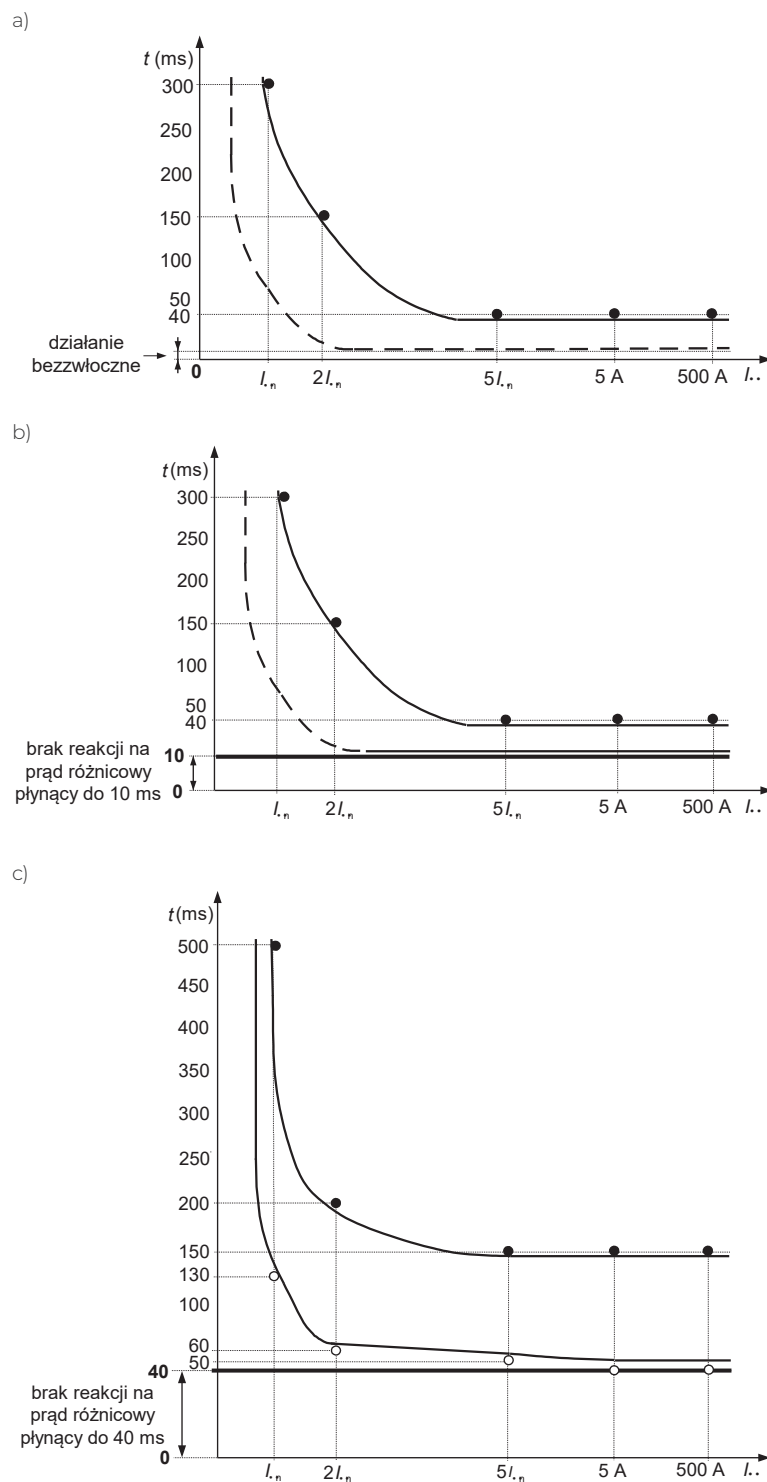


Rys.2. Składowe przebiegi probierczego i wypadkowy przebieg probierczy prądu różnicowego, przy którym bada się próg zadziałania wyłączników różnicowoprądowych typu F: a) składowa 10 Hz, b) składowa 50 Hz, c) składowa 1000 Hz, d) wypadkowy przebieg prądu zawierający składowe 10 Hz, 50 Hz i 1000 Hz

Przebieg probierczy ma w przybliżeniu odwzorowywać prąd ziemnozwarciowy, który może pojawić się w obwodzie silnika o regulowanej prędkości obrotowej z wykorzystaniem przekształtnika. Zakłada się, że przekształtnik jest zasilany z obwodu jednofazowego. Częstotliwość 1000 Hz utożsamiana jest z częstotliwością impulsowania PWM i to ona w znacznym stopniu decyduje o progu zadziałania wyłącznika różnicowoprądowego. W praktyce częstotliwość PWM przekształtników może być znacznie wyższa, zatem celowe jest zbadanie reakcji wyłączników różnicowoprądowych typu F na prąd różnicowy o częstotliwościach innych niż 50 Hz, w szczególności wyższych niż 1000 Hz.

Z punktu widzenia eksploatacji instalacji z wyłącznikami różnicowoprądowymi, również typu F, bardzo istotne są ich charakterystyki czasowo-prądowe, które wskazują, czy dany wyłącznik ma działanie zwłoczne. Można wyróżnić trzy podstawowe charakterystyki (rys. 3) i związane z nimi typy wyłączników różnicowoprądowych:

- bezzwłoczne,
- krótkozwłoczne – przetrzymywanie przez co najmniej 10 ms, najczęściej spotykane oznaczenie to Δ ,
- zwłoczne (selektywne) – przetrzymywanie przez co najmniej 40 ms, oznaczenie Δ .



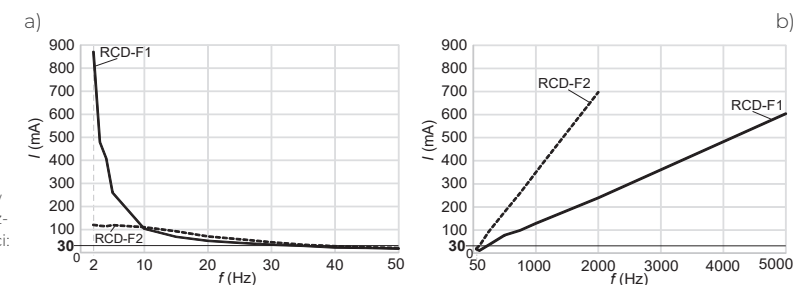
Rys.3. Charakterystyki czasowo-prądowe wyłączników różnicowoprądowych:
a) bezzwłocznego,
b) krótkozwłocznego (brak reakcji na prąd różnicowy płynący do 10 ms),
c) selektywnego (brak reakcji na prąd różnicowy płynący do 40 ms)

Zgodnie z normą [7], od wyłączników różnicowoprądowych typu F wymaga się przetrzymywania przejściowych prądów upływowych o czasie trwania do 10 ms, zatem z zasady wyłączniki te są wyłącznikami krótkozwłocznymi. Informacja ta jest bardzo istotna przy wykonywaniu pomiaru impedancji pętli zwarciowej. Stosując mierniki wymuszające prąd pomiarowy półfalowy (10 ms przy 50 Hz) nie będzie następowało zbędne wyzwalanie wyłączników różnicowoprądowych typu F, nawet gdy prąd pomiarowy będzie znacznie większy niż prąd $I_{\Delta n}$ wyłącznika, co wykazano w niniejszym artykule.

Badanie progu zadziałania przy częstotliwości prądu różnicowego innej niż 50 Hz

Badaniom progu zadziałania w funkcji częstotliwości prądu różnicowego poddano dwa wyłączniki różnicowoprądowe typu F o znamionowym prądzie różnicowym zadziałania $I_{\Delta n} = 30$ mA. Wymuszano wolno narastający prąd różnicowy (od około 15 mA do zadziałania wyłącznika, ale nie większy niż 1 A) o określonej częstotliwości z przedziału od 1 Hz do 6000 Hz. Rys. 4 przedstawia wyniki badań. Dla częstotliwości niższych niż 50 Hz (rys. 4a) oba badane wyłączniki charakteryzują się podobną wrażliwością na częstotliwość prądu różnicowego pod warunkiem, że nie jest ona niższa niż 10 Hz. Dla częstotliwości z przedziału 2–10 Hz próg zadziałania wyłącznika RCD-F1 silnie rośnie przy zbliżaniu się do 2 Hz. Poniżej 2 Hz żaden badanych wyłączników nie reagował na prąd różnicowy nawet o wartości 1 A.

Rys.4. Rzeczywisty prąd zadziałania dwóch wyłączników różnicowoprądowych typu F o $I_{\Delta n} = 30$ mA (RCD-F1, RCD-F2) w funkcji częstotliwości prądu różnicowego. Zakres częstotliwości:
a) 2–50 Hz,
b) 50–5000 Hz



W przypadku częstotliwości wyższych niż 50 Hz próg zadziałania każdego z wyłączników różnicowoprądowych silnie rośnie w miarę zwiększania częstotliwości prądu (rys. 4b), ale zauważa się wyraźne różnice w reakcji badanych zabezpieczeń. Wyłącznik RCD-F2 wyzwał tylko w przedziale do 2000 Hz, natomiast RCD-F1 do 5000 Hz. Ryzykowne jest zatem wykorzystywanie wyłączników typu F, gdy prąd różnicowy zawiera składowe o bardzo wysokiej częstotliwości.

Badanie reakcji na pomiar impedancji pętli zwarciowej

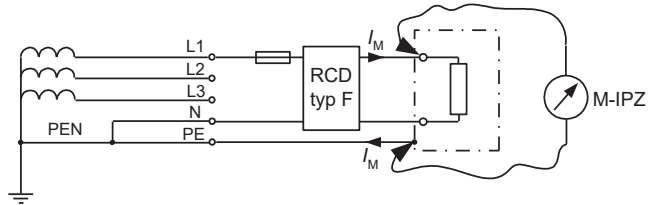
Powszechnie stosowane mierniki impedancji/rezystancji pętli zwarciowej wykorzystują metodę tzw. sztucznego zwarcia [18–24]. Zgodnie z rys. 5 i 6 miernik dokonuje pomiaru napięcia U_1 , które w założeniu jest napięciem źródła zasilania sieci, a po załączeniu obciążenia pomiarowego Z_M (następuje przepływ prądu pomiarowego I_M) mierzy napięcie U_2 . Impedancję mierzoną wyznacza się na podstawie następującej ogólnej zależności:

$$(1) \quad \underline{Z} = \underline{Z}_M \frac{U_1 - U_2}{U_2} = \underline{Z}_M \left(\frac{U_1}{U_2} - 1 \right)$$

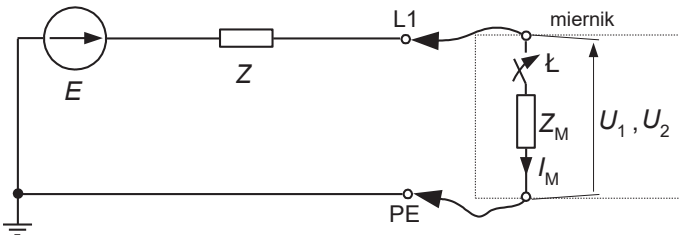
gdzie: Z – impedancja mierzona, Z_M – impedancja miernika, U_1 – napięcie rejestrowane przez miernik przed załączeniem obciążenia pomiarowego, U_2 – napięcie rejestrowane przez miernik po załączeniu obciążenia pomiarowego (stan sztucznego zwarcia).

Błąd roboczy, tzn. błąd całkowity w znamionowych warunkach pracy miernika nie powinien przekraczać 30% [25]. Aby spełnić to wymaganie, należy stosować m.in. prąd pomiarowy o odpowiednio dużej wartości [26, 27]. Prąd pomiarowy I_M jest jednak dla wyłącznika różnicowoprądowego prądem różnicowym i w związku z tym podczas pomiaru może nastąpić zbędne zadziałanie tego wyłącznika. Z wyżej przytoczonych wymagań normy [7] wiadomo jednak, że wyłączniki różnicowoprądowe typu F nie powinny reagować na prąd pomiarowy/różnicowy płynący do 10 ms.

Rys.5. Przyłączenie miernika impedancji pętli zwarciowej (M-IPZ) w układzie TN. RCD – wyłącznik różnicowoprądowy, I_M – prąd pomiarowy



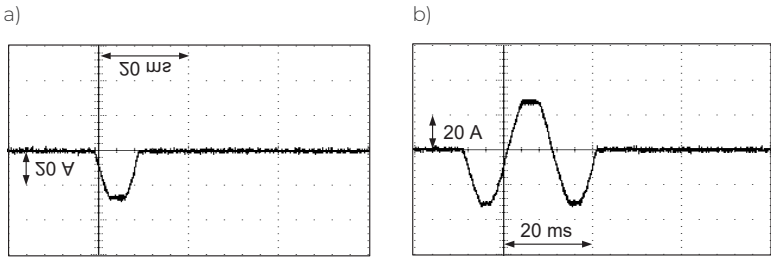
Rys.6. Uproszczony schemat zastępczy obwodu podczas pomiaru impedancji pętli zwarciowej L1-PE. E – napięcie (fazowe) źródła zasilania sieci, U_1 , U_2 – napięcia rejestrowane przez miernik odpowiednio przed i po zamknięciu łącznika $\mathcal{L}$, I_M – prąd pomiarowy, Z – impedancja mierzona, Z_M – impedancja miernika M-IPZ



Dla zweryfikowania tego wymagania normy przeprowadzono pomiary impedancji pętli zwarciowej w laboratoryjnym obwodzie, w którym kolejno instalowano następujące wyłączniki różnicowoprądowe o $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$:

- typu AC, bezzwłoczny (oznaczenie AC1),
- typu AC, krótkozwłoczny (oznaczenie AC2),
- typu A, bezzwłoczny (oznaczenie A1),
- typu A, krótkozwłoczny (oznaczenie A2),
- typu F (oznaczenie F1),
- typu F (oznaczenie F2).

Po zainstalowaniu danego wyłącznika pomiar impedancji pętli zwarciowej wykonywano trzykrotnie w odstępach kilku sekund pomiary między próbami i odnotowywano, czy wyłącznik przy tym pomiarze zadziałał. Do pomiaru wykorzystano dwa mierniki o przebiegach prądu pomiarowego przedstawionych na rys. 7. W przypadku miernika wymuszającego prąd półfalowy (miernik 1) kolejne trzy próby w odstępach kilku sekund wykonywano dla każdej biegunowości prądu.



Rys.7. Oscylogramy prądu pomiarowego: a) miernika 1, czas przepływu prądu 10 ms, wartość szczytowa prądu około 30 A; b) miernika 2, czas przepływu prądu 30 ms, wartość szczytowa prądu około 30 A

Wyniki badań wyłączników różnicowoprądowych zawarto w tab. 1. Wyłączniki różnicowoprądowe typu F, zgodnie z oczekiwaniem, nie reagowały na prąd pomiarowy półfalowy (miernik 1). W przypadku miernika 2 zadziałanie wyłączników typu F nastąpiło przy każdej próbie ponieważ czas przepływu prądu (30 ms) znacznie przekraczał ich wymagany czas przetrzymywania określony na 10 ms. Zatem stosując prąd półfalowy pomiar impedancji pętli zwarciowej w obwodzie chronionym wyłącznikiem typu F nie powinien sprawiać problemów.

P r ó b a	Badany wyłącznik różnicowoprądowy					
	typ AC (AC1) bezzwłoczny	typ AC (AC2) krótkozwłoczny	typ A (A1) bezzwłoczny	typ A (A2) krótkozwłoczny	typ F (F1)	typ F (F2)
miernik 1 (10 ms, półfala dodatnia)						
1	T	N	T	N	N	N
2	N	N	T	N	N	N
3	N	N	T	N	N	N
miernik 1 (10 ms, półfala ujemna)						
1	T	N	T	N	N	N
2	N	N	T	N	N	N
3	N	N	T	N	N	N
miernik 2 (30 ms, przebieg sinusoidalny)						
1	T	T	T	T	T	T
2	T	T	T	T	T	T
3	T	T	T	T	T	T
Oznaczenia: N – wyłącznik nie zadziałał przy pomiarze T – wyłącznik zadziałał zbędnie przy pomiarze						

Tabela 1. Wyniki badań wyl. różnicowoprądowych ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$)

Jeżeli porównać wyniki otrzymane dla wyłączników typu F z wynikami otrzymanymi dla wyłączników krótkozwłocznych typu AC i typu A, to widać, że są one identyczne. W przypadku wyłącznika bezzwłoczny typu A zadziałanie nastąpiło przy każdej próbie, ponieważ takie wyłączniki nie mają określonej zwłoki w działaniu, a ponadto od typu A oczekuje się reakcji na prąd różnicowy.

wy przemienny (miernik 2) i prąd różnicowy półfalowy (miernik 1). Wyłącznik różnicowoprądowy bezzwłoczny typu AC nie reagował przy próbach nr 2 i 3 dla każdej biegunowości prądu półfalowego, ponieważ podczas próby nr 1 prądem półfalowym jego rdzeń magnetyczny został wprowadzony w stan nasycenia. To cecha charakterystyczna rdzeni przekładników sumujących, w które zwykle wyposaża się wyłączniki różnicowoprądowe typu AC.

Wnioski

Wyłączniki różnicowoprądowe typu F są przeznaczone do instalacji, w których prądy ziemnozwarciowe mogą zawierać wyższe harmoniczne. Wyniki badań tych wyłączników wskazują jednak dość silną zależność ich progu zadziałania od częstotliwości prądu różnicowego. Jeden z badanych wyłączników typu F o $I_{\Delta n} = 30$ mA nie reagował na prąd różnicowy o wartości nawet 1 A, gdy częstotliwość wynosiła ponad 2 kHz.

Z badań reakcji wyłączników różnicowoprądowych typu F na pomiar impedancji pętli zwarciowej wynika, że nie reagują one na półfalowy prąd pomiarowy (czas przepływu 10 ms). Wykorzystanie miernika o takim przebiegu prądu pomiarowego umożliwia wykonanie pomiaru prądem o stosunkowo dużej wartości (np. kilkadziesiąt amperów), co sprzyja dobrej dokładności pomiaru.

Literatura

- [1] PN-HD 60364-4-41:2017-09 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym
- [2] Czapp S., Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach i instalacjach niskiego napięcia. PWN, Warszawa 2023
- [3] PN-HD 60364-7-701:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-701: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Pomieszczenia wyposażone w wannę lub prysznic
- [4] PN-HD 60364-7-705:2007 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-705: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Gospodarstwa rolnicze i ogrodnicze
- [5] PN-HD 60364-7-722:2019-01 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-722: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Zasilanie pojazdów elektrycznych
- [6] PN-EN 61008-1:2013-05 Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB) – Część 1: Postanowienia ogólne
- [7] PN-EN 62423:2013-06 Wyłączniki różnicowoprądowe typu F i typu B z wbudowanym zabezpieczeniem nadprądowym i bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego
- [8] Czapp S., The effect of PWM frequency on the effectiveness of protection against electric shock using residual current devices, Conference-Seminar International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation (ISNCC), Lagow, Poland, 15-18 June 2010, <https://doi.org/10.1109/ISNCC.2010.5524515>
- [9] Czapp S., The effect of earth fault current harmonics on tripping of residual current devices, Przegląd Elektrotechniczny, 85 (2009), nr 1, 196-201
- [10] Czapp S., Tariq H., Behavior of residual current devices at frequencies up to 50 kHz, Energies, 14 (2021), 1785, <https://doi.org/10.3390/en14061785>
- [11] Horgos M., Erdei Z., Barz C., Birsan I., Ilia M., Contributions to testing residual current devices at different frequency values. 6th Int. Conf. on Modern Power Sys. (MPS), Cluj-Napoca, Romania, 18-21 May 2015
- [12] Slagen T.M.H., Lustenhouwer B.R.F., Čuk V., Cobben J.F.G., The effects of high-frequency residual currents on the operation of residual current devices. 19th Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'21), Almeria, Spain, 28-30 July 2021
- [13] Sutaria J., Espin-Delgado Á., Rönnberg S., Measurements and modeling of the frequency behavior of residual current devices- from 4 Hz to 40 kHz. Electric Power Systems Research, 209 (2022), 108052, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108052>
- [14] Shopov Y., Filipova-Petrakieva S., Boychev B., Investigation of residual current devices in high frequencies. 10th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Sozopol, Bulgaria, 11-14 September 2018
- [15] Czapp S., Tariq H., Tripping of F-type RCDs for sinusoidal residual current with superimposed smooth DC component, 2022 International Conference ELEKTRO (ELEKTRO), Kraków, Poland, 23-26 May 2022, <https://doi.org/10.1109/ELEKTRO53996.2022.9803395>
- [16] Czapp S., Tariq H., Cieslik S., Behavior of residual current devices at earth fault currents with DC component, Sensors, 22 (2022), 8382, <https://doi.org/10.3390/s22218382>
- [17] PN-HD 60364-6:2016-07 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie
- [18] Czapp S., Fault loop impedance measurement in low voltage network with residual current devices, Elektronika ir Elektrotehnika, 122 (2012), nr 6, 109-112
- [19] Roskosz R., Jakubiuk K., Swędrowski L., Świsulski D., Wołoszyk M., Ziółko M., Sposób i układ do pomiaru impedancji pętli zwarciowej w sieciach niskiego napięcia z wyłącznikami różnicowoprądowymi, Pat.221693, 2015
- [20] Katarzyński J., Olesz M., Pomiar impedancji pętli zwarciowej w instalacjach fotowoltaicznych dużych mocy z magazynowaniem energii, Przegląd Elektrotechniczny, 98 (2022), nr 3, 25-27, doi:10.15199/48.2022.03.06
- [21] Kasperek M., Mezera D., Voltage quality parameters in LV distribution grids in dependence, on short circuit impedance, 22nd Int. Conf. Electricity Distribution, Stockholm, 10-13 June 2013, <https://doi.org/10.1049/cp.2013.0580>
- [22] Aigner M., Schmutz E., Sigl Ch., Measurement of fault loop impedances in different low voltage network configurations, Electrical Engineering Electronic Journal, 2013, nr 1
- [23] Pedersen K.O.H., Nielsen A.H., Poulsen N.K., Short-circuit impedance measurement, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 150 (2003), nr 2, 169-174, <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20030193>
- [24] Neamt L., Neamt A., Chiver O., Improved procedure for earth fault loop impedance measurement in TN low-voltage network, Energies, 14 (2021), 205, <https://doi.org/10.3390/en14010205>
- [25] PN-EN 61557-3:2007 Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych – Część 3: Impedancja pętli zwarcia
- [26] Czapp S., Borowski K., Verification of safety in low-voltage power systems without nuisance tripping of residual current devices, Electric Power Systems Research, 172 (2019), 260-268, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.03.027>
- [27] Borowski K., Czapp S., Pomiar impedancji pętli zwarciowej w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi selektywnymi, Przegląd Elektrotechniczny, 99 (2023), nr 2, 289-292, doi:10.15199/48.2023.02.60

Wpływ projektowanej linii HVDC północ- południe na pracę krajowego systemu przesyłowego

Agnieszka Dziendziel
Henryk Kocot
Politechnika Śląska

1. WPROWADZENIE

W najbliższych kilku latach praca Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) ulegnie diametralnej zmianie, co więcej proces ten już trwa. Zmiany dotyczą głównie odwrócenia przyływów mocy w KSE, których powodem jest zmiana w strukturze zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej w kraju. Do tej pory obszary południowej i centralnej Polski były zdecydowanie obszarami z nadprodukcją energii, zaś obszary północne miały charakter deficytowy. W tabeli 1 przedstawiono przybliżone wartości mocy zapotrzebowanej i generowanej dla obszarów według podziału jaki stosuje Krajowy Operator Sieci Przesyłowej (OSP) dla stanu bieżącego oraz perspektywnego na 2032 rok.

Tab. 1. Zapotrzebowanie i generacja mocy w szczycie obciążenia KSE w rozbiciu na obszary sieciowe

Obszar	P_{zap}, MW	P_{gen}, MW	Saldo, MW
2022			
Warszawa	6800	8300	+1500
Radom	3300	3800	+500
Katowice	7500	6400	-1100
Poznań	6500	6100	-400
Bydgoszcz	3750	4000	+250
Kraj	27850	28600	+750 = ΔP
2032			
Warszawa	8400	6200	-2200
Radom	4100	3300	-800
Katowice	9800	8300	-1500
Poznań	8500	6450	-2050
Bydgoszcz	8500	16200	+7700
Kraj	39300	40450	+1150 = ΔP

W tabeli tej nie uwzględniono jeszcze produkcji z elektrowni jądrowej, jaka ma również powstać w północnej części kraju, i która jeszcze bardziej spotęguje dysproporcję w wytwarzaniu i odbiorze energii elektrycznej w KSE. Jeszcze w 2022 roku, gdyby popatrzyć tylko na zagregowane moce w obszarach, to trzy z pięciu obszarów były deficytowe, przy czym deficyty te nie były zbyt głębokie. W 2032 roku sytuacja ulega zdecydowanemu odwróceniu: cztery obszary obejmujące łącznie prawie 90% powierzchni kraju są deficytowe, z deficytami przekraczającymi 2000 MW, a wyłącznie jeden obszar, obejmujący północną część Polski, charakteryzuje się z nadprodukcją mocy. Powodem tego stanu jest silny rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Do 2023 roku w KSE przewiduje się pracę morskich farm wiatrowych o łącznej mocy równej prawie 11 GW. Będą one włączone w trzech stacjach o górnym napięciu 400 kV:

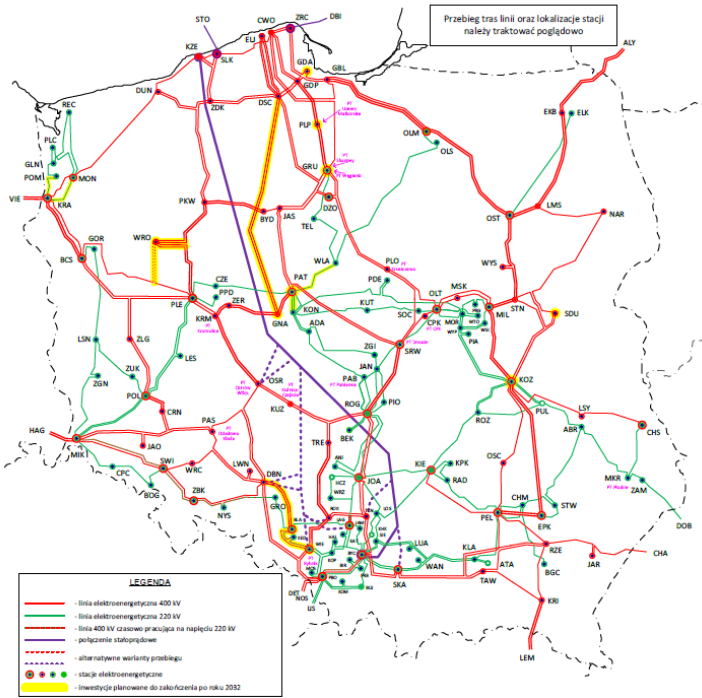
1. Krzemienica (rejon stacji Słupsk) – 4,4 GW,
2. Choczewo (rejon stacji Żarnowiec) – 5,0 GW,
3. Stacja Słupsk – 1,5 GW.

Saldo dla kraju przedstawione w tabeli 1 odpowiada poziomowi strat mocy w KSE – została przyjęta zerowa wymiana z zagranicą. Należy zauważyć istotny wzrost strat w sieci w najbliższej perspektywie. Powodem jest przedstawiony w tabeli bilans dla poszczególnych obszarów i duża nadprodukcja w obszarze północnym, co pociąga za sobą konieczność przesyłu mocy do obszarów deficytowych, w tym przypadku, aż na południe kraju. Poziom strat dla bilansu na 2032 rok obejmuje już układ sieciowy łącznie z analizowaną dalej w niniejszym artykule linią prądu stałego.

Do transportu energii elektrycznej w głąb kraju konieczna jest silnie rozbudowana sieć przesyłowa. Szczególnie istotna i konieczna staje się rozbudowa sieci przesyłowej w miejscach przyłączenia nowych źródeł wytwórczych. Taka rozbudowa planowana jest przez OSP, a zawarta w planie rozwoju sieci publikowanej na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE S.A.) [1]. Mapę sieci przesyłowej planowanej na 2032 rok przedstawiono na rysunku 1.

Wyraźnie dostrzega się istotne nagromadzenie nowych inwestycji sieciowych w obszarze obejmującym Pomorze Gdańskie aż po Wielkopolskę i północne

Mazowsze. Przesył prądem przemiennym tak dużych mocy niesie za sobą pewne problemy, które skutkować mogą przeciążeniami niektórych linii, szczególnie w stanach awaryjnych pracy systemu przesyłowego. W stanach tych może dochodzić do sytuacji, w której jedne linie znacząco się dociążają, natomiast inne w tym samym czasie mogą nawet być odciążane. Spowodowane jest to praktycznie brakiem możliwości sterowania przepływami mocy w konkretnych liniach. Wpływa to na bezpieczeństwo pracy całego systemu i niezawodność dostaw energii elektrycznej. Ważnym aspektem przy analizie rozbudowy systemu przesyłowego jest również wpływ tych linii na środowisko.



Rys. 1 Układ sieci przesyłowej planowany na 2032 rok według planu rozwoju opracowanego przez krajowego OSP [1]

OSP planując rozbudowę systemów, muszą brać pod uwagę szereg uwarunkowań. W związku z tym poszukiwane są nowe rozwiązania, które zapewniają wystarczalność i elastyczność systemów przesyłowych oraz akceptowalność przez opinię publiczną. Z tego względu, w wielu systemach przesyłowych na świecie można zaobserwować rozwój systemów prądu stałego (HVDC, ang. High Voltage Direct Current), które zapewniają możliwość sterowania przepływem mocy i niezależność od rozpyły w sieci prądu przemiennego (HVAC). Również w KSE obserwuje się ten trend. Obowiązujący plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023-2032 [1], przewiduje budowę pierwszego w Polsce napowietrznego połączenia prądu stałego. Linia ta zaznaczona jest także na rysunku 1 i ma być poprowadzona ze stacji Krzemienica (punkt włączenia jednej grupy morskich farm wiatrowych) na południe kraju. Preferowanym miejscem przyłączenia tej linii na południu jest stacja Byczyna (Elektrownia Jaworzno). Rozważane są również inne miejsca zakończenia tej linii a nawet budowa w przyszłości całego systemu prądu stałego, tj. odgałęzień od planowanego mostu DC do różnych istniejących stacji.

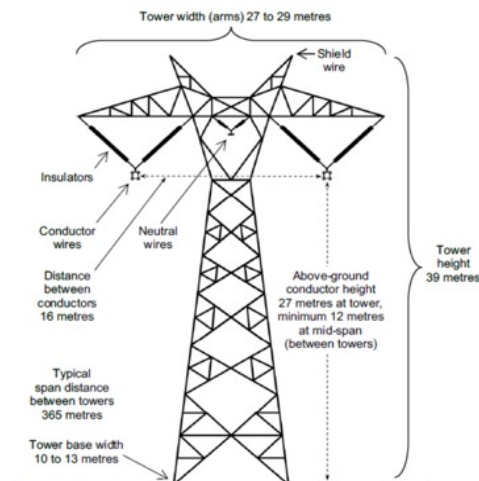
2. UKŁADY PRZESYŁOWE HVDC

Technologia przesyłu mocy prądem stałym realizowana jest zarówno w wykonaniu napowietrznym jak i kablowym. Linie kablowe stosowane są najczęściej w przypadku połączeń podmorskich, natomiast linie napowietrzne w klasycznych układach lądowych, przy czym coraz częściej występuje presja do kablowania też takich linii. W kraju mamy już fragmenty sieci HVDC – jest to podmorskie połączenie kablowe za Szwecją oraz bez liniowe połączenie z Litwą typu back-to-back. Przewidywana do budowy linia HVDC w kraju jest w technologii napowietrzanej. Linie napowietrzne prądu stałego występują m.in. w Argentynie, Brazylii, Chinach, Danii, Indiach, Szwecji.

Układ HVDC składa się z dwóch stacji przekształtnikowych i umieszczonego między nimi odcinka linii napowietrznej lub kablowej. Konfiguracje układów HVDC są bardzo różne [2,3], jednak najczęściej, najnowsze instalacje układów przesyłowych spotyka się jako bipolarny systemy o napięciu znamionowym do 500 kV. W układzie bipolarnym wykorzystuje się co najmniej dwa przekształtniki na każdym końcu linii oraz stosuje się co najmniej dwa przewody o biegunowościach dodatniej i ujemnej, które traktuje się jako niezależne obwody. Dodatkowo w takim układzie najczęściej występuje również metalowy przewód powrotny w postaci niskonapięciowego izolowanego przewodnika neutralnego, którego celem jest umożliwienie przepływu prądu w przypadku awarii jednego bieguna (czy to przewodu linii, czy któregoś układu przekształtnikowego w stacji). Alternatywą do prowadzenia tego przewodu jest stosowanie rozbudowanego uziemienia i powrót prądu przez ziemię. W Europie uważa się za bardzo mało prawdopodobne, aby linie HVDC zostały zbudowane bez przewodu powrotnego. Układy dwubiegunowe z przewodem powrotnym można więc traktować jako dwa niezależne obwody do przesyłu mocy. W praktyce każdy projekt jest realizowany jako dedykowany. Rodzaje technologii, warianty przesyłu, jak i specyfikacje i typy sprzętu są zróżnicowane, a zarządzanie technologią i sprzętem jest niezwykle trudne [4,11]. Technologia przesyłu energii elektrycznej prądem stałym nadal uznawana jest za kosztowną w porównaniu z systemami HVAC i staje się opłacalna, gdy planuje się przesył energii elektrycznej na znaczne odległości [4,5]. Szacuje się, że inwestycja staje się opłacalna jeżeli rozważa się długość ciągu co najmniej 500 km [5]. Nie ma za to ograniczeń odległości przesyłu ze względu na brak zjawisk falowych i strat mocy biernej [5]. Technologia nie wymaga również pracy synchronicznej i nie występują problemy związane ze stabilnością napięciową, stąd coraz większe jest nią zainteresowanie i wykorzystanie w systemach elektroenergetycznych.



Rys. 2 Bipolarna linia HVDC i jednotorowa linia 400 kV w układzie poziomym [6]



Rys. 3 Konstrukcja i wymiary linii HVDC [7]

Przewidywana do budowy w KSE linia HVDC ma być linią napowietrzną o długości około 600 km. Na potrzeby rozważań, napięcie znamionowe linii przyjęto równe ± 500 kV. Na tym etapie brak jest szczegółowych informacji technicznych o projektowanej linii, a tym samym o jej parametrach. Dla celów analizy przyjęto założenie, że proponowana linia HVDC będzie budowana w technologii dwubiegunowej z przewodem powrotnym, będzie więc zbliżona wyglądem do jednotorowej linii prądu przemiennego o napięciu 400 kV w układzie płaskim, wybudowanej na słupach typu Y52 (rys. 2, 3).

Przy przyjęciu dla rozważanej linii HVDC przewodu wiążkowego z trzema przewodami AFL-525 mm², (obciążalność jednego przewodu wynosi ponad 1000 A) otrzymuje się zdolność przesyłową takiej linii na poziomie 3000 MW, którą przyjęto do dalszej analizy. Rezystancja całej linii wynosi 11,2 Ω , co daje przy pełnym obciążeniu (prądzie równym 3 kA) straty mocy równe około 100 MW/bieguna.

3. WPŁYW PROJEKTOWANEGO UKŁADU HVDC NA PRACĘ KSE

W celu określenia wpływu na pracę KSE nowoprojektowanej linii HVDC dokonano wstępnej analizy rozpliwów mocy w systemie elektroenergetycznym z planowanymi inwestycjami sieciowymi do roku 2032 (bez stacji i układu wyprowadzającego moc z potencjalnej elektrowni jądrowej zlokalizowanej na Pomorzu Gdańskim) dla układu pracy z dużą generacją wiatrową. Parametrem analizy jest moc przesyłana linią prądu stałego. Analizę wykonano dla trzech miejsc potencjalnego przyłączenia linii na południu kraju (trzech scenariuszy): są to stacje Byczyna (BYC), Połaniec (PEL) oraz Dobrzeń (DBN). Wszystkie te stacje zlokalizowane są przy aktualnie pracujących elektrowniach węglowych, które, zgodnie z polityką energetyczną, mają być zgodnie z harmonogramem wynikającym z polityki unijnej, wycofywane z produkcji. Największy poziom mocy produkowanej w analizowanym okresie ma być w Elektrowni Opole (węzeł DBN), najmniejszy zaś w Elektrowni Jaworzno (węzeł BYC). Węzłem przyłączenia linii HVDC na północy kraju w każdym przypadku jest stacja Krzemienica (KZE), zlokalizowana w pobliżu stacji Słupsk, na wcinie linii Słupsk-Dunowo, wybudowanej na potrzeby odbioru mocy z morskich farm wiatrowych.

Wpływ linii HVDC na pracę systemu określono poprzez regulację mocy przepływającej przez tę linię. Przyjęto, że moc przesyłana jest symetrycznie dwoma biegunami linii i zmienia się co 200 MW (100 MW na biegun), począwszy od 0 MW, co oznacza brak przepływu mocy linią HVDC, aż do 3000 MW, czyli pełne jej wykorzystanie. Do obliczeń przyjęto uproszczony model, w którym zamodelowano w węzłach granicznych fikcyjne generatory synchroniczne, po jednym na każdy biegun. W węźle eksportującym moc (na północy kraju w węźle KZE) generatory pracują z ujemną generacją mocy czynnej, natomiast w węzłach importujących - z mocą dodatnią równą różnicy mocy pobieranej w węźle eksportującym i strat mocy w linii HVDC. Przyjęcie w miejscach przyłączenia linii HVDC generatorów pozwala na uwzględnienie możliwości regulacyjnych napięcia w stacjach przekształtnikowych DC, co również ma przełożenie na pracę całego systemu.

Straty mocy czynnej w systemie ΔP , dla każdego stanu pracy linii, tj. zmieniającego się przepływu mocy w linii, wyznaczano według zależności (1).

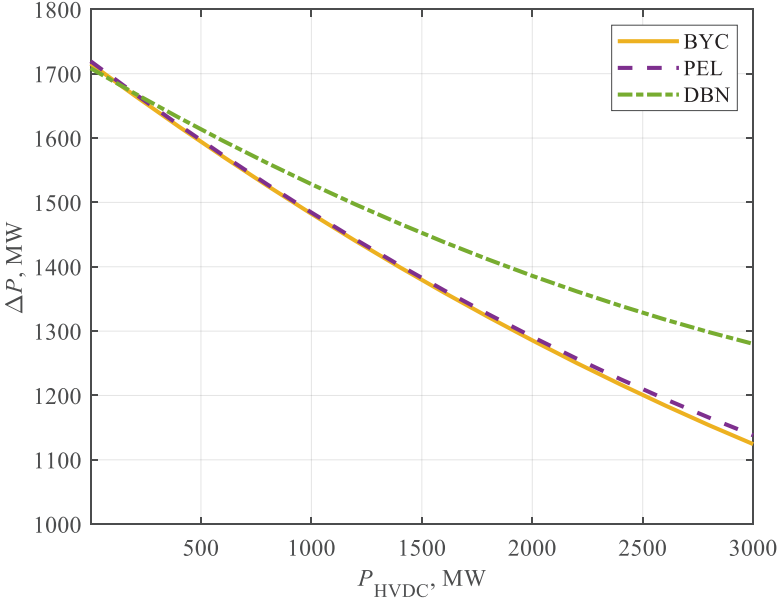
$$\Delta P(P) = \Delta P(P_{\max}) \left(\frac{P}{P_{\max}} \right)^2 \quad (1)$$

gdzie: $\Delta P(P_{\max})$ – straty przy pełnym obciążeniu linii (przyjęto 200 MW), P – aktualna moc przesyłana linią HVDC, $P_{\max}$ – maksymalna moc przesyłana linią HVDC (przyjęto 3000 MW).

Pierwszym analizowanym parametrem były łączne straty w krajowym systemie elektroenergetycznym ΔP . Straty te są globalnym parametrem, który dobrze odwzorowuje wpływ badanego czynnika – tu: przepływu mocy linią HVDC na pracę całego systemu. Wykonano analizy scenariuszowe, tj. przyjęto trzy przedstawione wcześniej lokalizacje południowego końca linii HVDC. Wyniki analiz przedstawiono w tabeli 2 oraz graficznie na rysunku 4.

$P_{\text{HVDC}}, \text{ MW}$	$\Delta P, \text{ MW}$		
	BYC	PEL	DBN
0	1715,7	1719,5	1708,6
200	1666,0	1669,0	1669,4
400	1617,8	1620,3	1631,8
600	1571,2	1573,3	1595,7
800	1526,0	1528,0	1561,2
1000	1482,3	1484,3	1528,3
1200	1440,1	1442,4	1496,8
1400	1399,3	1402,1	1466,9
1600	1360,0	1363,5	1438,4
1800	1322,1	1326,5	1411,4
2000	1285,7	1291,1	1385,9
2200	1250,6	1257,4	1361,9
2400	1217,0	1225,2	1339,3
2600	1184,7	1194,6	1318,1
2800	1153,8	1165,6	1298,4
3000	1124,4	1138,1	1280,2

Tab. 2. Straty w sieci KSE w funkcji zmian mocy przesyłanej linią HVDC dla każdego ze scenariuszy



Rys. 4 Zależność strat sieciowych od mocy przesyłanej linią HVDC

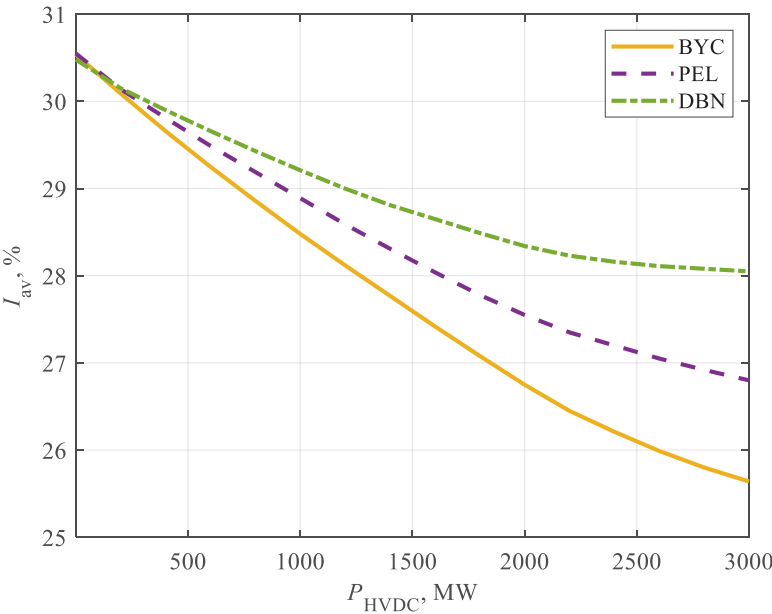
Porównując wyniki strat otrzymane w analizowanych scenariuszach należy zauważyć, że w każdym przypadku obserwuje się znaczący spadek strat w całej sieci wraz ze wzrostem przepływu mocy układem HVDC. Dla przyłączenia linii w stacjach BYC oraz PEL praktycznie wykresy strat pokrywają się w całym zakresie analizowanych zmian. Zmniejszenie strat sięga 600 MW, co stanowi ponad 30% strat w układzie bez linii HVDC. Nieco inaczej zachowują się straty w KSE, gdy linia przyłączona jest do stacji DBN. W tym przypadku dla niewielkich przepływów mocy linią HVDC straty są niższe niż w pozostałych dwóch przypadkach (do mocy około 200 MW), natomiast dla większych przepływów straty dla tego przypadku są większe niż dla pozostałych dwóch miejsc przyłączenia. Przy pełnym obciążeniu linii HVDC straty w tym przypadku są o około 150 MW większe dla przyłączenia linii w stacji DBN. Powodem obserwowanego mniejszego spadku strat w tym przypadku jest znacząca produkcja mocy w Elektrowni Opole. Zmniejszenie strat mocy jednoznacznie wskazuje na korzystny wpływ linii prądu stałego na pracę całego systemu elektroenergetycznego.

Kolejnym wskaźnikiem oceny wpływu mocy przepływającej przez linię HVDC jest średnie obciążenie linii sieci przesyłowej HVAC. Wyniki tej analizy, prowadzonej analogicznie jak dla strat (tab. 2), pokazano w tabeli 3 oraz na rysunku 5.

Podobnie jak dla strat, średnie obciążenie linii 220 kV i 400 kV w całym systemie ulega zmniejszeniu wraz ze wzrostem przesyłu mocy linią HVDC. Największe spadki tego obciążenia obserwuje się dla przyłączenia linii HVDC w stacji BYC i sięgają one prawie 5 punktów procentowych. Jest to znaczący spadek mający wpływ bezpośrednio na bezpieczeństwo pracy systemu. Podobnie jak dla strat, najmniejszy pozytywny wpływ na ten wskaźnik występuje, gdy linia HVDC przyłączona jest do stacji DBN. W tym przypadku spadek średniego obciążenia jest na poziomie 2,5 punktów procentowych.

Tab. 3. Średnie obciążenie linii przesyłowych w KSE dla zmiennego przepływu linią HVDC dla każdego ze scenariuszy

P_{HVDC}, MW	$I_{av}, \%$		
	BYC	PEL	DBN
0	30,54	30,55	30,48
200	30,09	30,14	30,15
400	29,66	29,81	29,90
600	29,25	29,49	29,66
800	28,86	29,19	29,43
1000	28,48	28,89	29,21
1200	28,12	28,59	29,00
1400	27,77	28,31	28,81
1600	27,42	28,04	28,65
1800	27,08	27,78	28,49
2000	26,75	27,55	28,34
2200	26,45	27,35	28,23
2400	26,21	27,20	28,16
2600	25,99	27,05	28,11
2800	25,80	26,92	28,08
3000	25,64	26,80	28,05



Rys. 5 Zależność średniego obciążenia linii przesyłowych w KSE od mocy przesyłanej linią HVDC

Oprócz średniego obciążenia istotne dla bezpiecznej pracy systemu jest maksymalne obciążenie poszczególnych linii. Liczba linii o określonym poziomie obciążenia w analizowanych scenariuszach zaprezentowano w tabeli 4. Wyniki przedstawiono dla dwóch poziomów granicznych obciążenia: 80% oraz 90%.

Dla scenariuszy przyłączenia południowego końca linii HVDC w węzłach BYC oraz PEL obserwuje się bardzo wyraźną poprawę (zmniejszenie) liczby linii silnie obciążonych wraz ze wzrostem mocy przesyłanej linią HVDC. Już przy 50%

obciążeniu linii HVDC (na poziomie 1400 MW) likwidowane są wszystkie obciążenia linii sieci przesyłowej o napięciu 220 kV i 400 kV powyżej 80%. Przy przepływie mocy na poziomie 400 MW likwidowane są obciążenia na poziomie 90%. W przypadku przyłączenia południowego końca linii HVDC w węźle DBN zaobserwowano inną tendencję niż w poprzednich scenariuszach. Przy przyłączeniu linii HVDC w węźle DBN obserwuje się zmniejszenie liczby linii silnie obciążonych ze wzrostem przesyłu linią HVDC, ale tylko do pewnej wartości. Przy mocy około 1200 MW występuje niewielka liczba linii obciążonych powyżej 80% (są dwie takie linie), ale po przekroczeniu wartości 1400 MW następuje znów wzrost liczby linii silnie obciążonych. Przy wartości mocy przesyłanej na poziomie 1800 MW pojawiają się obciążenia powyżej 90%, a przy mocy 2800 MW pojawiają się nawet przeciążenia 2 linii. Te duże obciążenia w głównej mierze dotyczą linii o napięciu 400 kV. Największy udział silnie obciążonych linii o napięciu 220 kV występuje w przypadku przyłączenia południowego końca do stacji DBN. Gdyby dodatkowo oceniać obciążenia linii na poziomie powyżej 60% to sytuacja jest trochę inna. Praktycznie dla wszystkich scenariuszy najmniejszą liczbę linii obciążonych powyżej 60% uzyskuje się dla mocy przesyłanej linią HVDC na poziomie około 2400-2600 MW – liczba tych linii wynosi między 3 a 5. Dla mniejszych przepływów liczba ta rośnie wraz ze spadkiem mocy przesyłanej i sięga dla zerowego przesyłu nawet 20 linii o napięciu 400 kV. Dla mocy przesyłanych o wartości większej niż 2600 MW również obserwuje się wzrost liczby linii obciążonych powyżej 60%. Jest to oczywiste, gdyż duża moc wprowadzana do węzła musi zostać z niego wyprowadzona liniami przyłączonymi do tego węzła. W każdym przypadku liczba linii 400 kV przyłączonych do analizowanego węzła kończącego system HVDC wynosi 6, tylko w stacji DBN: 7. Wzrost liczby silnie obciążonych linii oraz pojawienie się nieznacznych przeciążeń jest wyraźnym sygnałem o pogarszającym się bezpieczeństwie pracy całego systemu.

P_{HVDC}, MW	BYC		PEL		DBN	
	> 80%	> 90%	> 80%	> 90%	> 80%	> 90%
0	3	1	5	1	4	1
200	2	1	3	1	3	1
400	2	0	3	0	3	0
600	1	0	2	0	3	0
800	1	0	1	0	3	0
1000	1	0	1	0	3	0
1200	1	0	1	0	2	0
1400	0	0	0	0	4	0
1600	0	0	0	0	4	0
1800	0	0	0	0	5	1
2000	0	0	0	0	5	1
2200	0	0	0	0	5	2
2400	0	0	0	0	5	3
2600	0	0	0	0	5	4
2800	0	0	0	0	5	4
3000	0	0	0	0	5	4

Tab. 4. Liczba linii obciążonych powyżej 80% i 90% dla każdego ze scenariuszy

4. PODSUMOWANIE

Przeprowadzona wstępna analiza pracy systemu elektroenergetycznego z linią HVDC, w postaci pewnego rodzaju, swoistego bay-pas'u, który umożliwia bezpośredni przesył mocy z obszaru o dużej nadwyżce produkcji do obszaru o dużym zapotrzebowaniu, jednoznacznie pokazuje korzyści takiego rozwiązania. Oczywiście, przeprowadzone analizy na jednym układzie pracy nie mogą decydować o wyborze takiego rozwiązania, jednak wyraźnie wskazują na pozytywne efekty jego zastosowania. Budowa linii prądu stałego związana jest z poniesieniem dużych nakładów inwestycyjnych, jednak doświadczenia innych krajów wskazują na opłacalność takiego rozwiązania przy długościach linii powyżej około 500 km, co w przypadku naszego systemu ma miejsce. Równowaga kosztów pomiędzy układem AC i DC przy długości linii około 500 km, upoważnia do wniosku, że alternatywą do budowy połączenia północ-południe układem HVDC byłaby budowa około 500 km linii przesyłowych (jednotorowych) prądu przemiennego. Należy od razy stwierdzić, że zdolność przesyłowa pojedynczego toru linii 400 kV nie przekracza zwykle 1600 MW, co prowadzi do wniosku, że nawet pod względem 'przesyłowym' to rozwiązanie byłoby mniej korzystne. Dodatkowo kolejna równoległa ścieżka przesyłowa prądu przemiennego do istniejących (i planowanych) już kilku połączeń, szczególnie w obszarze Gdańska (rys. 1), wcale nie oznacza, że łączna zdolność przesyłowa zwiększyłaby się o wartość obciążalności dodatkowego toru. Powodem tego jest nierównomierność dociążania równoległych torów prądu przemiennego, ze względu na bezpośrednią zależność rozprzężu mocy w systemie prądu przemiennego od relacji głównie reaktancji poszczególnych torów – brak możliwości sterowania przepływami mocy w poszczególnych ciągach przesyłowych.

Wskazane pozytywne efekty zastosowania mostu HVDC to m.in. korzyści ekonomiczne, gdyż można w tym przypadku znacząco obniżyć straty mocy w układzie, co bezpośrednio przekłada się na korzyści finansowe, ale też pozwala ograniczyć produkcję energii elektrycznej. Zmniejszenie strat może być przy tym bardzo duże, co pokazują przeprowadzone analizy.

Drugą ważną grupę korzyści tworzą ograniczenia obciążeń linii sieci przesyłowej, co wpływa istotnie na poprawę bezpieczeństwa pracy systemu. Świadczy o tym zarówno wartości średnie obciążeń linii przesyłowych, ale też ograniczenie liczby silnie obciążonych linii. Przy czym drugi z wymienionych efektów jest nawet bardziej znaczący z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu. Większe zapasy w zdolnościach przesyłowych dają możliwości większego dociążania tych linii w stanach awaryjnych pracy systemu.

W ramach analiz wykazano także, że istotny jest wybór miejsca (węzła) przyłączenia linii HVDC. W zależności bowiem od miejsca przyłączenia otrzymuje się inną optymalną wartość zdolności przesyłowej takiego połączenia, jednak zbyt mała obciążalność (zdolność przesyłowa) bezpośrednio wpływa na efektywność ekonomiczną całego przedsięwzięcia.

Najważniejszy jednak powód do budowy układu przesyłowego prądu stałego to możliwość elastycznego i szybkiego sterowania przepływami z jego wykorzystaniem, łącznie z możliwością zmiany kierunku przepływu mocy [3].

Oprócz krajowego OSP obserwuje się wzrost zainteresowania innych, zagranicznych operatorów możliwością konwersji istniejących systemów przesyło-

wych prądu przemiennego na systemy prądu stałego, lub uzupełniania tych systemów przez linie, czy wstawki prądu stałego [5,10,11]. Ze względu na wysoką elastyczność sterowania, technologia prądu stałego jest zdecydowanie preferowana do przesyłu energii elektrycznej na duże odległości i między obszarami o innej charakterystyce energetycznej (odbior-wytwarzanie). Wybór preferowanej technologii przesyłu musi uwzględniać szereg czynników, przy czym nie należy zapominać o kwestiach środowiskowo-społecznych, z których decydującymi są: wpływ na problemy zdrowotne wynikające z oddziaływania PEM, zakłócenia krajobrazu oraz słyszalny hałas – jest to szczególnie ważne przy wyborze technologii napowietrznej linii prądu stałego. Systemy przesyłowe oparte na układach HVDC wykazują wiele przydatnych cech z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego, co m.in. wykazano w sposób ilościowy w analizach opisanych w niniejszym artykule. Analizowano tu tylko wybrane wskaźniki pracy systemu elektroenergetycznego (straty mocy, obciążenie maksymalne i średnie linii przesyłowych), ale już te wyniki analiz, mimo, że wykonane tylko dla jednego stanu pracy systemu, wyraźnie to pokazują. Koniecznym jest jednak doszczegółowienie przepisów w ujęciu zachowania dopuszczalnych poziomów natężenia PEM oraz hałasu, a także szerokiej akcji informującej [8,9].

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. PSE S.A.
- [2] Bahrman M.P., Johnson B.K: The ABCs of HVDC Transmission Technologies. An Overview of High Voltage Direct Current Systems and Applications. IEEE Power & Energy Magazine, 3, 32-44.
- [3] Okba M.H., Saied M.H., Mostafa M.Z., Abdel-Moneim T.M.: High Voltage Direct Current Transmission A Review, Part I. IEEE Energytech 2012.
- [4] Rudervall R., Charpentier J.P., Sharma R.: High Voltage Direct Current Transmission Systems Technology Review Paper. Energy Week 2000.
- [5] Meah K., Ula S.: Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems. IEEE General Meeting Power & Energy Society 2007.
- [6] Źródło grafiki: <https://alternativeuniversity.net/aec/electricity/hvdc/pdci/>
- [7] A. Font, S. Ilhan, H. Ismailoglu, F.E. Cortes, A. Ozdemir: Design and Technical Analysis of 500-600 kV HVDC Transmission System for Turkey. ELECO, Bursa 2017.
- [8] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pola elektromagnetycznego w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. 2019, poz. 1883)
- [10] Standardowe Specyfikacje Techniczne: Linia napowietrzna 400 kV, PSE S.A., grudzień 2022 r.
- [11] Dziendziel A., Kocot H.: Perspektywy rozwoju elektroenergetycznych układów przesyłowych dużych mocy; Przegląd Elektrotechniczny, 02/2023
- [12] Polewarczyk M., Robak S.: Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych, Przegląd Elektrotechniczny, 07/2016

Bilansowanie źródeł OZE w spółdzielni energetycznej z zastosowaniem optymalnego doboru członków oraz magazynowania energii

Adam Mroziński
Politechnika Bydgoska

Wstęp

Spółdzielnie energetyczne (SE) mogą w Polsce utworzyć w przyszłości efektywny lokalny rynek energii dla swoich członków poprzez zbiorową działalność prosumencką. W innych krajach EU ten model rozproszonej energetyki od lat cieszy się dużą popularnością ze względu na długą listę zalet SE w postaci tańszej energii i większego bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym oraz wspierania generacji rozproszonej (GR). W Polsce SE nie są jeszcze zbyt rozpowszechnione. W wykazie prowadzonym przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR) figuruje na dzień opracowania niniejszego artykułu 18 takich podmiotów, z czego większość zarejestrowanych w tym roku. Jednak ich liczba szybko rośnie, a samorządy z racji wzrostów cen za energię są coraz bardziej zainteresowane tworzeniem takich struktur. Mowa jest nawet o kilkudziesięciu gotowych projektów utworzenia SE [1][15].

W Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) przewidziano, że w 2030 r. będzie działać ok. 300 obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym. Będą to przeważnie klastry energii, ale w późniejszej fazie rozwoju też SE. Moc zainstalowanych źródeł wytwórczych w klastrach energii może wynieść łącznie 150 MW. Z kolei wspomniane SE będą mogły wchodzić w skład klastrów energii [5][6][14].

Nowelizacja ustawy o OZE rozwiązuje dotychczasowe bariery?

Odnosnie SE w polskim systemie prawa. Jest ona nowym typem spółdzielni. Jako pojęcie prawne, została wprowadzona do ustawy o OZE w 2016 r. Następnie, w drodze kolejnych nowelizacji ustawy, które miały miejsce w latach 2018 – 2019 uszczegółowiono regulację w tym zakresie. Od 1 kwietnia 2022 r. obowiązują również przepisy regulujące system wsparcia dla spółdzielni energetycznych. Tym samym, można powiedzieć, że dopiero od niedawna mamy do czynienia z kompletną regulacją prawną w tym zakresie [1][4][7][9].

W polskim Sejmie sfinalizowano prace nad nowelizacją ustawy o OZE, która powinna zdynamizować rozwój SE w Polsce. Nowelizacja ustawy o OZE, która wchodzi w życie 1 października 2023 r. przewiduje m.in. ułatwienia dla przyłączenia do sieci nowych źródeł OZE działających na rzecz SE, doprecyzowanie kwestii umów zawieranych przez sprzedawcę energii z poszczególnymi członkami SE i operatorem systemu dystrybucyjnego, rozszerzenie terytorialnego zakresu działania oraz uproszczenie sprawozdawczości SE [6][7][8][9].

Przede wszystkim doprecyzowano kwestie umów zawieranych pomiędzy SE a sprzedawcą energii i zasady ich rozliczeń. To było do tej pory dużym utrudnieniem. Ważną zmianą jest też to, że do końca 2025 roku zlikwidowano wymóg pokrycia własnego zapotrzebowania na energię na poziomie 70 % z OZE. Po zmianie wskaźnik ten wynosić będzie 40%. Zlikwidowano także limit tysiąca członków. Doprecyzowano również definicję SE oraz zakres podmiotowy jej działania [8].

Najważniejszą kwestią w zakresie rozwoju SE nie dotyczą jednak wymogu posiadania określonej wielkości instalacji OZE. W taki czy inny sposób utworzona SE środki finansowe by znalazły, jeśli członkowie założycieli oszacują sobie potencjalne zyski z funkcjonowania w takim układzie lub otrzymają dofinansowanie.

To co ograniczało przede wszystkim budowę realnych SE był problem z uzyskaniem przyłączenia planowanych nowych instalacji OZE. Zdiagnozowano to na etapie budowy SE w projekcie Renaldo [1][13][14].

Rozwiązuje to w jakiś sposób wspomniana nowelizacja ustawy o OZE. Zgodnie z art. 4 nowelizacji punkt 8d: Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej nie może odmówić wydania warunków przyłączenia instalacji OZE, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach SE, jeżeli:

1. o przyłączenie ubiega się podmiot będący członkiem SE, którego instalacja będzie wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych spółdzielni energetycznej:
 - a. a) zasilanych z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie co ten podmiot, lub
 - b. b) zasilanych z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone, do której będzie podłączony ten podmiot;
2. łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii, które będą wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1:

- a. nie jest większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla tych odbiorców końcowych,
- b. umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych [8].

Zmiana ta znosi zatem problem przyłączy dla SE pod warunkiem przeprowadzenia optymalnego doboru jej członków ze względu na parametrów ich punktów przyłączeniowych (PP). Dodatkowo jak czytamy w ustawie szalenie ważne staje optymalizowanie zużycia energii w poszczególnych PP oraz jego zmiana w ciągu doby. Autokonsumpcja w danym PP oraz zastosowany magazyn energii może tutaj bardzo dużo zmienić [1][13][14].

Czynniki ekonomiczne i środowiskowe tworzenia SE

W przypadku decyzji o założeniu spółdzielni energetycznej oczywiste jest, że spółdzielnia energetyczna opłaca się zawsze wtedy, kiedy pozyskiwana dzięki niej energia elektryczna jest tańsza niż ta, którą możemy zabezpieczyć standardową umową z dotychczasowym sprzedawcą. Z faktu ustawowego rozliczania się ilościowego z operatorem w sposób jednoznaczny wynika efekt ekonomiczny. Finalny koszt energii elektrycznej w spółdzielni energetycznej zależy przede wszystkim od tego czyją własnością są instalacje OZE (spółdzielnia czy zewnętrznego inwestora). Najbardziej korzystnym układem już na etapie rozliczania jest oczywiście wariant gdy instalacja OZE należy do SE stanowiąc jej aktywa. Nie mniej ważna jest jaka część zapotrzebowania na energię jest wytwarzana w instalacjach OZE będących do dyspozycji spółdzielni. Tutaj oczywiście trzeba spełnić warunek wymagany ustawą 70% (po zmianie ustawy - 40%) – jednak im wyższy jest ten wskaźnik tym lepiej. I na koniec, ważne jest to, jakie zasady rozliczeń zostaną przyjęte w statucie spółdzielni energetycznej. To indywidualna sprawa zarządu zgłoszonej do KRSu spółki (zapisów w statucie/regulaminie) danej SE. Oczywiście warto tutaj np. przyjąć zasady, że jeśli odbiorca w SE będzie wykazywał wysoki wskaźnik autokonsumpcji tym niższa będzie miał cenę za prąd [1][3][4][10][13][14].

Wiedza to jedno a możliwości to drugie. Niezbędne jest wsparcie finansowe dla tworzących się SE. Stąd w ramach projektu Ministerstwa Rozwoju i Technologii (MRIT) ma być dofinansowanych blisko 140 projektów obejmujących działania przedinwestycyjne, czyli opracowania optymalnego modelu prawno-organizacyjnego i biznesowego potrzebnego do uruchomienia lub rozwoju SE a także projekty na dalszym etapie, obejmujących działania inwestycyjne [10][11][12].

Bilansowanie i magazynowanie energii oraz dobór członków w SE

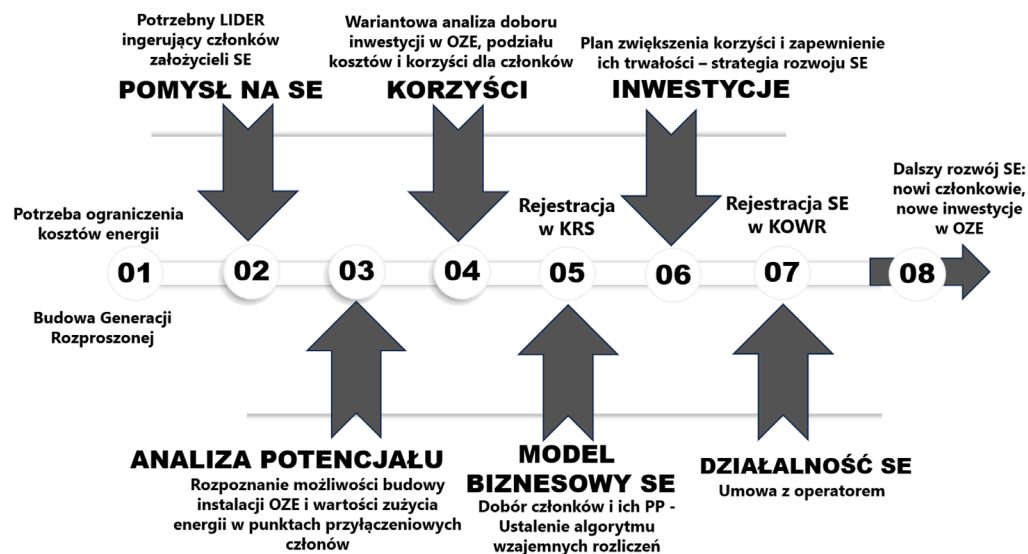
Im bardziej uda się zbilansować w danym momencie ilość wytwarzanej energii z jej odbiorem, tym większe będą efekty ekonomiczne SE. Lepsze zbilansowanie można zapewnić poprzez lepsze zarządzanie energią (tj. popytem i produkcją), a także poprzez zastosowanie magazynu energii. Jeśli zbilansowanie będzie pełne, to sieć dystrybucyjna będzie tylko zapewniać ciągłość dostaw energii i zabezpieczać wewnętrzną gospodarkę energetyczną. Możliwa teoretycznie jest więc sytuacja w której SE nie traci w rozliczeniu z operatorem!

Biorąc pod uwagę zmiany prawne w zakresie OZE oraz ułatwienia planowane

do ich tworzenia proponuje się procedurę budowy SE w oparciu o schemat przedstawiony na rysunku nr 1. Obecnie po okresie wsparcia poszczególnych inicjatyw nie jest już problemem zgłoszenie SE do KRS oraz KOWR-u na poziomie tzw. spółdzielni minimum z kilkoma członkami, którzy spełniają ustawowe wymogi. Wyzwaniem staje się aspekt ustalenia algorytmu rozliczeń dla SE opartej na większej liczbie członków.

W ramach tworzenia SE niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowej symulacji handlu energią wewnątrz spółdzielni pomiędzy jej członkami, w tym określenie kwestii podatkowych i formalnych, wymagających wyjaśnienia i doprecyzowania zapisów statutu spółdzielni. Obecnie w Polsce symulowano opłacalność spółdzielni jako całości spółdzielni jako takiej wskazując na jej opłacalność i formalną możliwość realizacji z wykorzystaniem np. kalkulatora Renaldo [13][14].

Potrzebna jest również szczegółowa weryfikacja potrzeb inwestycyjnych (symulacje techniczne wielkości instalacji OZE i ich kosztu) i zidentyfikowanie możliwości dofinansowania pod kątem również przygotowania stosownych wniosków.



Rys.1. Procedura etapów budowy spółdzielni energetycznych w Polsce [1][13]

W wyniku niezbilansowania i pozostawienia u sprzedawcy 40% energii SE musi zakupić tę energię dla odbiorców po cenach rynkowych. Jeśli zbilansowanie byłoby całkowite, SE korzystałaby tylko z własnej energii i nie ponosiła kosztów usług dystrybucyjnych. Można to osiągnąć, dobierając odbiorców/wytwórców energii z możliwościami regulacyjnymi. Innym sposobem jest zainstalowanie magazynów energii w układzie centralnym (przy instalacjach OZE) albo u odbiorców. Takimi magazynami mogą być bojler c.w.u. lub zbiorniki gazu przy biogazowniach. Magazynowanie również może się odbywać przez wymuszanie załączania się pomp ciepła, które magazynują energię w zbiornikach buforowych lub także w zbiornikach c.w.u. Innym rozwiązaniem są magazyny ba-

teryjne. Bardzo rozwojowym aspektem w przyszłości staje się wykorzystanie samochodów elektrycznych w procesie bilansowania energii. Akumulatory w samochodach z wykorzystaniem ładowarek V2G (Vehicle to Grid) staną się domowymi magazynami energii. Im bardziej zostanie zbilansowana w danym momencie ilość wytwarzanej energii z jej odbiorem, tym większe będą efekty ekonomiczne dla SE. Przy pełnym zbilansowaniu sieć dystrybucyjna będzie tylko zapewniać ciągłość dostaw energii i zabezpieczać wewnętrzną gospodarkę energetyczną [1][4][10][13].

Najtańszą docelowo metodą wydaje się metoda oparta o odpowiedni dobór członków spółdzielni energetycznej. SE powinna tak dobrać członków (PP), aby zapewnić maksymalne zbilansowanie w każdej godzinie. Właściwy dobór członków SE, zapewniający wysoki poziom bieżącego zbilansowania wytwarzania i poboru energii, może dzięki temu przynieść wymierne korzyści [13][14].

Wnioski

SE i inne formy energetyki obywatelskiej, w tym prosumenci indywidualni i klastry energii, powinny być podstawą polskiej transformacji. To są rozwiązania dostępne od zaraz! W Europie Zachodniej mamy bardzo dobre przykłady tego jak one mogą funkcjonować [1][2][3][5][10][13].

W artykule przedstawiono obecny potencjał rozwoju SE w Polsce w oparciu o wprowadzone w 2023 r. zmiany ustawowe. Cały czas widać potencjał wykorzystania w SE instalacji PV (popularniejsze bo prostsze we wdrożeniu) i biogazowni (droższe, ale zapewniające stabilność produkcji). W przypadku elektrowni wiatrowych mamy cały czas otwartą kwestię liberalizacji zasady 10H. Duży potencjał ma agrofotowoltaika, pozwalająca łączyć produkcję energii oraz produkcję rolną. Z kolei w przypadku produkcji biogazu, biometanu czy zielonego wodoru potrzebne będą dodatkowe instrumenty wsparcia poprawiające ich rentowność względem rozwiązań opartych na gazie ziemnym [1][8][10].

Poza właściwym doбором instalacji OZE konieczna jest weryfikacja szczegółowa bilansowania zużycia energii w SE. Zdiagnozowane korzyści z bilansowania i magazynowania lokalnego produkcji i zużycia energii w SE to:

- korzyści dla środowiska w układzie gmina oraz całego kraju,
- mniejsze straty energii podczas jej przesyłania i transformacji (krótkie odcinki przesyłu),
- możliwość większej produkcji energii ze źródeł OZE (wymóg założenia SE),
- możliwość przyłączenia większej liczby mikroźródeł oraz dużych instalacji OZE (ułatwienia wynikające z nowelizacji ustawy),
- stabilizacja przepływów energii i warunków napięciowych w GR (efektywne zarządzanie energią na obszarach wiejskich),
- mniejsza konieczność rozbudowy sieci na terenach wiejskich,
- niższe koszty funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego (inwestycje, eksploatacja),
- zwiększone bezpieczeństwo dostaw energii (jakość dostaw energii) na terenach wiejskich,

- niższe koszty dostaw energii dla odbiorców końcowych energii (wynika to z cech SE),
- możliwość uczestnictwa w zarządzaniu energią (produkcja energii) przez wspólnoty lokalne (gmina, firmy, rolnicy – członków SE.).

Literatura

- [1] Mroziński A., Walichnowska P., Analiza możliwości funkcjonowania spółdzielni energetycznych w polskich warunkach środowiskowych i prawnych, Przegląd Elektrotechniczny, 99 (2022), nr 2, 286-288
- [2] Walichnowska P., Mroziński A., Idzikowski, A., Fröhlich S.R., Energy efficiency analysis of 1 MW PV farm mounted on fixed and tracking systems, Construction of Optimized Energy Potential, 2022, Vol. 11, 75-83
- [3] Kostecka-Jurczyk D., Marak K., Struś M., Economic Conditions for the Development of Energy Cooperatives in Poland, Energies, 2022, 15 (18), 6831
- [4] Jasiński J., Kozakiewicz M., Sołtysik M., Determinants of Energy Cooperatives' Development in Rural Areas - Evidence from Poland, Energies, 2021, 14, 319
- [5] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources
- [6] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 1385)
- [7] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 1378)
- [8] Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (t.j. Dz.U. 2023 poz. 1762)
- [9] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych (Dz.U. z 2022r. poz. 703).
- [10] www.gramwzielone.pl/trendy/20152929/spoldzielnie-energetyczne-nowe-przepisy-i-dotacje (dostęp 09.2023r.)
- [11] <https://energiadlawni.pl/spoldzielnie-energetyczne-jako-szansa-na-niezaleznosc-energetyczna-obszarow-wiejskich> (dostęp 09.2023r.)
- [12] www.prawo.pl/biznes/spoldzielnie-energetyczne-projekt-zmian-w-prawie,519601.html (dostęp 09.2023r.)
- [13] Podręcznik - Jak założyć i prowadzić spółdzielnię energetyczną? Projekt Renaldo - www.gov.pl/attachment/0b9c4f00-4963-4885-b621-ffe4cb6d4f59 (dostęp 09.2023r.)
- [14] Kalkulator spółdzielni energetycznej - Projekt Renaldo - <https://nieruchomosci.kowr.gov.pl/renaldo/> (dostęp 09.2023r.)
- [15] Polityka energetyczna Polski do 2040 roku: wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego - www.gov.pl/attachment/cff9e33d-426a-4673-a92b-eb4fb0bf4a04 (dostęp 09.2023r.)
- [16] Lista zarejestrowanych SE: www.kowr.gov.pl/odnawialne-rodla-energii/spoldzielnie-energetyczne/wykaz-spoldzielni-energetycznych (dostęp 09.2023r.)

Układ regulacji mocy dużej farmy wiatrowej

Mirośław Włas
Kacper Chyła
Konrad Seklecki
Politechnika Gdańska

1. WPROWADZENIE

1.1. Rozwój energetyki fotowoltaicznej

Instytut Energetyki Odnawialnej opublikował XI edycję raportu „Rynek fotowoltaiki w Polsce” [1]. Raport stanowi kompletne podsumowanie stanu i trendów na rynku fotowoltaiki w Polsce. Rynek fotowoltaiczny pozostaje głównym obszarem inwestycji w całej energetyce. Moc zainstalowana przekroczyła 12,4 GW, co w porównaniu z rokiem 2021 (7,7 GW) oznaczało rekordowy przyrost ponad 4,7 GW nowych mocy i imponujące tempo wzrostu rynku – 61%. W 2022 roku Polska ponownie znalazła się na 2 miejscu w Europie pod względem przyrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice. W raporcie przedstawiono średniookresową prognozę mocy zainstalowanej w PV. Już na koniec obecnego roku 2023, moc wszystkich zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych wyniesie 18 GW, a przyrost mocy r/r może nawet przekroczyć 6 GW, co będzie kolejnym rekordem. Łączna produkcja energii z PV w 2023 roku wyniesie 14,6 TWh. Prognozuje się, że w 2023 roku obroty handlowe na rynku energii z fotowoltaiki wyniosą niemal 29 mld zł, a wartość rynku inwestycji PV będzie kształtowała się na poziomie 20 mld zł.

Z działaniami na rzecz dalszego rozwoju energii słonecznej, zwłaszcza tymi dotyczącymi rozwoju sieci na potrzeby OZE, nie można czekać, tak jak to miało miejsce do tej pory. W sytuacji światowego kryzysu energetycznego, realnej wojny na Wschodzie, która jest też wojną o paliwa kopalne, oraz globalnych wojen handlowych w obszarze dostaw nowych, zielonych technologii, których synonimem stała się fotowoltaika, rośnie presja na skuteczną transformację energetyczną tworzoną wokół fotowoltaiki i jej komplementarnej siostry – energetyki wiatrowej. Wobec niezwykle szybkiego rozwoju fotowoltaiki raport pośrednio zwraca uwagę na konieczność wypracowania długofalowego planu działań na rzecz poprawy warunków funkcjonowania źródeł PV w sieci energetycznej oraz rozwoju krajowego i europejskiego przemysłu PV. Potrzebna jest nowa strategia energetyczna i nowa strategia sektorowa. W ub.r., po raz pierwszy w historii, Unia Europejska przygotowała strategię energetyki słonecznej. W EU Solar Energy Strategy [2] Komisja zauważa, że aby skutecznie realizować cele polityki klimatyczno-energetycznej, moc zainstalowana w fotowoltaice w UE powinna wzrosnąć w ciągu najbliższej dekady czterokrotnie – z 136 GW (dane z czerwca 2021 roku) do 600 GW do końca 2030 roku.

1.2. Procedura testowania modułów wytwarzania

Zgodnie z zapisami Art. 41 NC RfG, właściwy operator systemu (OSD lub OSP) jest zobligowany do oceny zgodności modułu wytwarzania energii z wymogami mającymi zastosowanie na mocy niniejszego rozporządzenia przez cały okres funkcjonowania zakładu wytwarzania energii. W związku z tym ma prawo zażądać, aby właściciel zakładu wytwarzania energii przeprowadzał testy zgodności według powtarzalnego planu lub ogólnego programu bądź po każdej awarii, modyfikacji lub wymianie jakiegokolwiek sprzętu, która może mieć wpływ na zgodność modułu wytwarzania energii z wymogami niniejszego rozporządzenia. Właściwy OS udostępnia publicznie ramowe programy testów (ściśle opisane procedury) w danym zakresie merytorycznym dla modułów wytwarzania energii typu A, B, C i D.

Obszar	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu B	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu C	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu D*
Polska	0,2 MW	10 MW	75 MW

Tab. 1. Podział modułów wytwarzania energii.
* Do typu D zalicza się wszystkie przyłączone na napięciu 110kV

Podział modułów wytwarzania przedstawiono w tab. 1. Tab. 2 przedstawia zakres testów jakie należy przeprowadzić dla różnych modułów wytwarzania energii w stosunku do Modułów Parku Energii PPM. Właściwy OS ma prawo zdefiniować i określić dodatkowe testy potwierdzające spełnienie wymagań.

Właściwy Operator Systemu Energetycznego ma prawo wymagać przeprowadzania zdarzeniowych testów zgodności w przypadku następujących mian w układach regulacji mocy czynnej lub biernej:

- a. uruchamiania nowych obiektowych układów regulacji,
- b. modernizacji istniejących układów regulacji,
- c. zmian struktury lub algorytmu układów regulacji,
- d. zmian sprzętowych w układach regulacji,
- e. zmian zakresu regulacji lub zakresu mocy czynnej lub biernej PGM,
- f. modernizacji PGM, której efekty mogą mieć wpływ na jakość regulacji,
- g. po przeprowadzeniu remontu o charakterze remontu kapitalnego (pod względem zakresu prac na PGM) lub/i remontu trwającego dłużej niż 3 miesiące

W Polsce przepisy Kodeksu Sieci obowiązują od maja 2022 r.

Sprawdzenia podstawowe				
1	2	3	6	7
Typ PGM	Testy zgodności	Symulacje zgodności	Typ C	Typ D
LFSM-O moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości	B, C, D	B, C, D	Test zgodności	Test zgodności
LFSM-U generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości	C, D	C, D	Test zgodności	Test zgodności
FSM generowana moc czynna zmienia się w zależności od zmian częstotliwości	C, D	C, D	Test zgodności	Test zgodności
Regulacja odbudowy częstotliwości	C, D	-	Test zgodności	Test zgodności
Możliwość regulacji mocy czynnej	C, D	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb napięcia reg	C, D	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji mocy biernej	C, D	-	Test zgodności	Test zgodności
Tryb regulacji współczynnika mocy	C, D	-	Test zgodności	Test zgodności
Wprowadzenie szybkiego prądu zwarcowego	-	B, C, D	*) Nie dotyczy	*) Nie dotyczy
Pozostanie w pracy podczas zwarcia (FRT)	-	B, C, D	*) Nie dotyczy	*) Nie dotyczy
Pozwarciove odtworzenie mocy czynnej	-	B, C, D	*) Nie dotyczy	*) Nie dotyczy
Zdolność do generacji mocy biernej	C, D	C, D	Test zgodności	Test zgodności

Tabela 2. Wykaz zdolności dla modułów wytwarzania energii typu A, B, C i D dla których określono testy zgodności.

2. UKŁAD REGULACJI MOCY

Sterownik SOL-SA-PRO-PCU-41XX firmy Phoenix Contact jest sterownikiem PLCnext opartym na sterowniku AXC F 3152. Sterownik jest przygotowany do działania jako indywidualna aplikacja regulatora systemu wytwarzania energii – zarządzanie dostawami energii z systemów wytwarzania energii do sieci niskiego, średniego i wysokiego napięcia.



Rys.1 Sterownik SOL-SA-PRO-PCU-41XX (AXC F 2152)

Sterownik PLCnext SOL-SA-PCU-41XX działa jako regulator systemu wytwarzania energii wg normy VDE-AR-N 4110:2018 i 4120:2018 w połączeniu z FGW TR8 wersja 09 dla systemów typu 1 oraz 2. Sterownik musi zostać rozszerzony o odpowiednią licencję PCU dostępną na witrynie PLCnext Store. Potrzeba licencji zależy od maksymalnej możliwej mocy czynnej systemu. Dostępne są licencje na sumę maksymalnej mocy czynnej od 250 kW do 50 MW oraz wersja UNLIMITED.

Aplikacja PCU (*Power Control Unit*), dostępna na sterowniku umożliwia:

1. Regulację mocy czynnej:
 - ustawienie wartości zadanych przez operatora sieci i osoby trzecie,
 - charakterystyka $P(f)$ – tylko systemy typu 2.
2. Regulacja mocy biernej:
3. regulacja mocy biernej z funkcją ograniczenia napięcia,
 - charakterystyka $Q(U)$,
 - charakterystyka $Q(P)$,
 - $\cos(\varphi)$.
4. Inne funkcje:
 - działanie z priorytetem mocy biernej,
 - obejście regulatora (tryb slave),
 - monitorowanie warunków napięciowych w punkcie przyłączenia do sieci do włączenia jednostki wytwarzania energii po zadziałaniu ochrony w jednostce wytwarzania energii (VDE-AR-N 4120:2018).

Aplikacja *Power Control Unit* dostępna na sterowniku SOL-SA-PRO-PCU-41XX jest głównym elementem systemu sterowania mocą parku energii. PCU służy do kontroli mocy czynnej i biernej zgodnie z obowiązującymi wytycznymi Kodeksu Sieci NC RfG. Głównie działanie PCU polega na zadawaniu wartości mocy wytwarzanej przez inwerter na podstawie wartości zadanej przez operatora sieci i/lub strony trzeciej (inwestora) z wykorzystaniem regulatora typu PID. Do dodatkowych zadań sterownika (zależnych od wymagań danego projektu) możemy zaliczyć: rejestrowanie danych do bazy danych, transmisję danych do SCADA, przetwarzanie sygnałów analogowych/cyfrowych. Aplikacje w jakich można wykorzystać jednostkę PCU to nie tylko sterowanie farmami fotowoltaicznymi, ale również sterowanie turbinami wiatrowymi, elektrociepłowniami i magazynami energii. Najważniejszym komponentem aplikacji PCU jest model MATLAB® Simulink® działający w czasie rzeczywistym. Cała aplikacja PCU składa się z kilku jednostek programowych, z których najważniejszym jest komponent przygotowany w MATLAB® Simulink®, który odpowiada za spełnienie wszystkich wymogów stawianych przez Kodeks Sieci NC RfG. Jest to zamknięty komponent, do którego użytkownik nie ma dostępu. Jest to certyfikowany komponent aplikacji PCU zgodnie z normami VDE. Komponent jest niedostępny ze względów bezpieczeństwa – niedopuszczalne jest zmienianie zasad Kodeksu Sieci NC RfG. Z komponentem możliwa jest komunikacja, można wystawić dane na wejścia dla komponentu (np.: wartość zadana mocy przez operatora), a następnie można odczytywać wartości wystawione na wyjściach (nastawa mocy dla inwerterów).

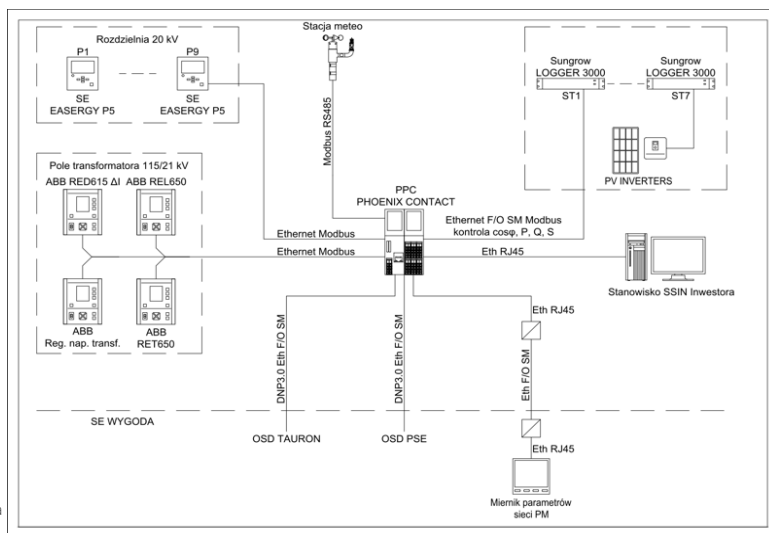
Poza zamkniętym komponentem MATLAB® Simulink® dostępne są otwarte komponenty aplikacji PCU napisane zgodnie z IEC 61131-3:

- program od parametryzacji całego systemu,
- program od wartości zadanych,
- program przetwarzający wartości pomiarowe z mierników,
- program wystawiający dane dla inwerterów lub innych urządzeń.

Oczywiście zgodnie z ideą sterowników PLCnext, na sterowniku z aplikacją PCU użytkownik może tworzyć własne programy działające razem z PCU. Przy tworzeniu własnych programów użytkownik ma swobodę w wyborze języka programowania, może to być typowy dla sterowników PLC IEC 61131-3, a także języki wysokiego poziomu C/C++, C#, Java, Python.

W strukturze sieci (na przykładzie farmy fotowoltaicznej) sterownik znajduje się w miejscu z którego:

- mierzy parametry energii w punkcie przyłączenia farmy do sieci,
- uzyskuje dane i wysyła dane do inwerterów znajdujących się na farmie,
- otrzymuje wartości sterujące od operatora systemu i/lub od stron trzecich,
- wysyła dane do systemów nadrzędnych SCADA.

Rys.2 Umiejscowienie sterownika
na farmie Rzezawa

Wielkościami wejściowymi dla komponentu MATLAB® Simulink® są wielkości takie jak:

- $P_{\text{set grid operator}}$ – zadana wartość mocy czynnej przez operatora sieci,
- $P_{\text{set third parties}}$ – zadana wartość mocy czynnej przez strony trzecie,
- P_{actual} – aktualna mierzona wartość mocy czynnej w punkcie przyłączenia,
- Q_{actual} – aktualna mierzona wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia,
- f_{actual} – aktualna mierzona wartość częstotliwości w punkcie przyłączenia,
- U_{actual} – aktualna mierzona wartość napięcia w punkcie przyłączenia,
- $Q_{\text{set grid operator}}$ – zadana wartość mocy biernej przez operatora systemu,
- $\cos(\varphi)_{\text{set grid operator}}$ – zadana wartość współczynnika mocy przez operatora sieci.

Wielkościami wyjściowymi z komponentu sterującego są wartości zadane mocy czynnej i biernej sterujące pracą inwerterów:

- P_{control} – wartość zadana mocy czynnej,
- Q_{control} – wartość zadana mocy biernej.

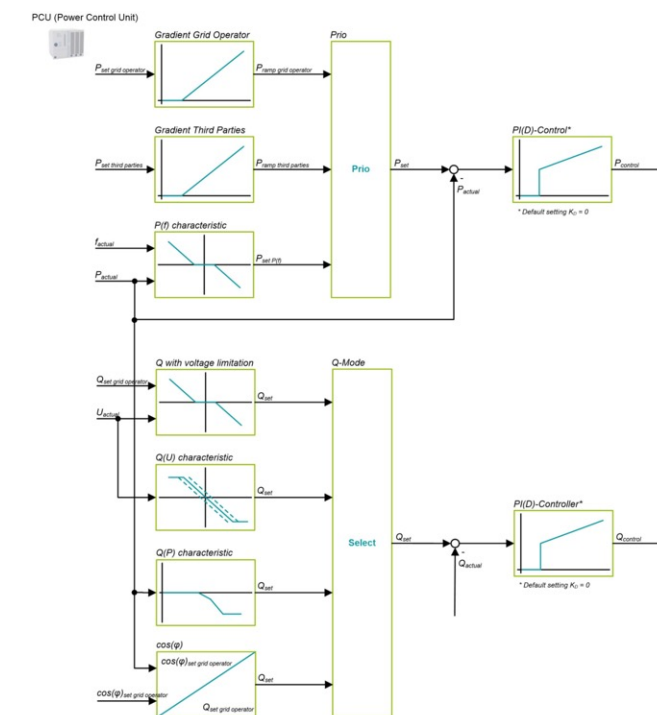
Aplikacja PCU umożliwia priorytetyzowanie danego sposobu sterowania oraz na wybór odpowiedniego sterowania w przypadku sterowania mocą bierną.

3. ANALIZA WYNIKÓW

W ramach projektu instalacji fotowoltaicznej o mocy 60MWp w miejscowości Rzezawa uruchomiono sterowanie mocą czynną i bierną. Farma składa się z 111 108 sztuk paneli Jinko Solar Tiger pro o mocy 540W każdy. Na farmie zainstalowano 203 falowniki Sungrow SG250HX o mocy 250kW każdy. Falowniki wprowadzają moc do 8 stacji transformatorowych 20kV/0,8kV o mocy 6750kW każda. Moc jest wyprowadzona do sieci przez stację GPO 110kV/20kV z transformatorem o mocy 60 MVA. Do GPZ Wygoda moc jest dostarczona linią kablo-

wą o długości 8km. W stacji GPZ Wygoda zainstalowany jest analizator jakości energii, według którego ustalana jest moc czynna i bierna w punkcie przyłączenia PWP. Aby skompresować pojemnościowy charakter linii wyprowadzających moc w nocy regulator mocy jest nastawiony na 5MVar.

Na rys. 5 przedstawiono przebiegi mocy czynnej i biernej w ciągu tygodnia pracy instalacji w dniach od 7 do 15 września 2023 roku. Zwiększenie mocy biernej od piątku 9 do niedzieli 11 września wynikał z świadczenie usług systemowych na potrzeby PSE i firmy Tauron.

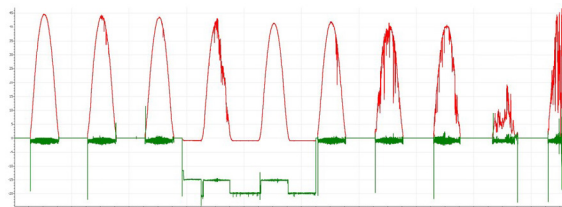


Rys.3. Schemat bloku PCU

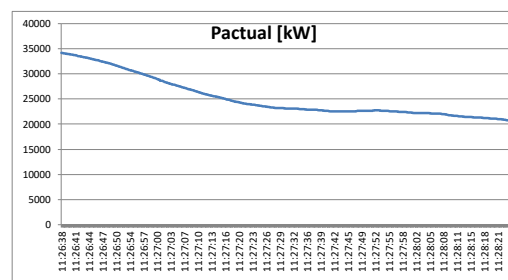
PHOENIX CONTACT				Local time	2023-09-15T13:28:05	Firmware
INSPIRING INNOVATIONS				Project	Phoenix Contact Electronics GmbH	Application
General						
Info						
Control						
PID Ctrl						
PID controller active power						
Parameter	Description	Min	Max	Actual	Edit	Unit
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrCtrlValLimUp	Control value upper saturation limit	-1	1	1	1	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrCtrlValLimLo	Control value lower saturation limit	-1	1	0	0	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrKp	Proportional gain PID controller (Kp)	-100	100	0.2	0.2	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrKi	Integral gain PID controller (Ki)	-100	100	1	1	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrKd	Derivative gain PID controller (Kd)	-100	100	0	0	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.xEnaFbkd	Enable/Disable filtered derivative	Off	On	false	On/Off	-
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrFbkd	Filter coefficient (N)	-100	100	0	0	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.xEnaAWU	Enable/Disable Anti-Windup (back-calculation)	Off	On	true	On/Off	-
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrKb	Back-Calculation coefficient (Kb)	-100	100	1	1	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.xEnaTrMod	Enable/Disable tracking mode	Off	On	false	On/Off	-
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrKt	Tracking coefficient (Kt)	-100	100	1	1	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.xExtRes	External reset (rising edge) PID controller	Off	On	false	On/Off	-
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrStrValI0	Start value integrator (I0)	-100	100	199195975.05660143	-	[p.u.]
Ctrl.PCtrl.PIDCtrl.IrStrValD0	Start value differentiator/filter (D0)	-100	100	0	0	[p.u.]

Rys. 4. Nastawy regulatora mocy
czynnej.

Rys. 5. Przebiegi mocy czynnej i biernej farmy PV (moc czynna MW – czerwony, moc bierna MVar – zielony)

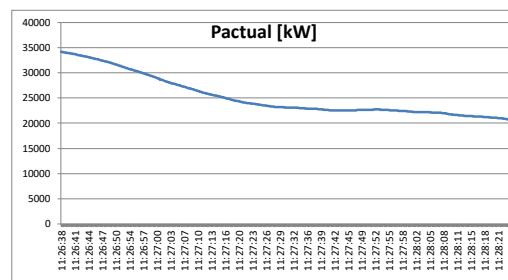


Próby sprowadzenia nastawa regulatorów i ramp mocy przeprowadzono w dniu 15 września. Niestety tego dnia występowało częściowe zachmurzenie co zakłócało pracę regulatorów szczególnie mocy. Na rys. 6 przedstawiono przebiegi mocy przy przejściu chmury przez instalację. Moc spadła z 35MW do 20MW w ciągu około 2 minut.



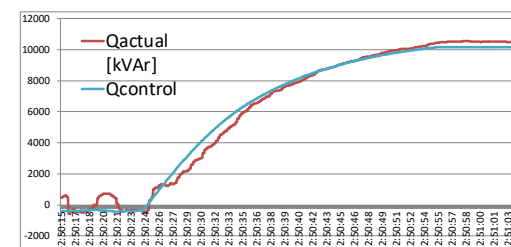
Rys. 6 Przebiegi w czasie mocy czynnej w PWP przy przejściu chmury przez instalację PV

Na rys. 7 przedstawiono przebiegi mocy czynnej przy zadaniu ograniczenia mocy czynnej od wartości 100% do 25% a następnie do 100%. Gradient zadawania mocy zgodnie z Kodeksem Sieci został ustawiony na 10% mocy znamionowej na minutę. Moc znamionowa została określona dla mocy falowników 203 falowniki po 250kW dają moc 50,75MW. Na rys. 8 przedstawiono regulację mocy biernej (indukcyjnej) przy zadaniu wartości od -600kVar do -5600kVar. Oscylacje mocy biernej przy małych wartościach 600kVar są spowodowane błędami pomiarowymi przekładnika i analizatora. Niestety przekładniki są 400A/1A klasy 0,2 a przy małych prądach analizator trzyma klasę 0,5. Wyjście regulatora zadaje inną moc na falowniki o 5MVar ze względu na pojemność sieci. Na rys. 9 przedstawiono przebiegi mocy biernej i wyjścia regulatora cos fi (), prądu i napięcia w PWP przy zmianie zadanej wartości cos fi od +1 do +0,9. Oscylacje znaku cos fi powodowane są problemami z pomiarem mocy biernej o którym była mowa powyżej.

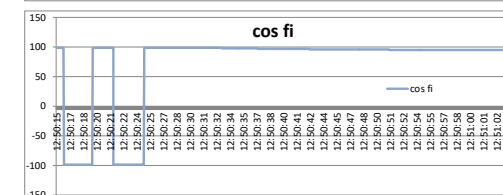
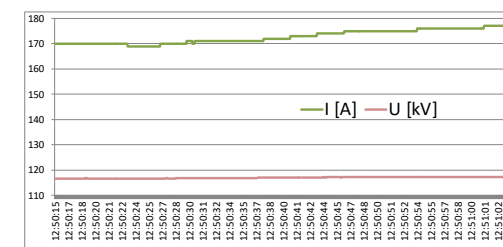
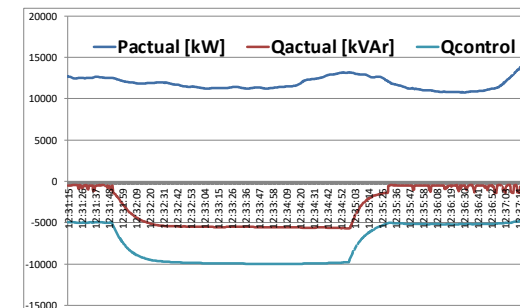


Rys. 7. Regulacja mocy czynnej

Rys. 8. Przebiegi mocy czynnej Pactual i biernej Qactual oraz wyjścia regulatora mocy biernej Qcontrol



Rys. 9 Przebiegi mocy biernej wyjścia regulatora cos fi, prądu i napięcia V w PWP przy zmianie zadanej wartości cos fi z 1 na +0,9.



4. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone badania obrazują to że, zastosowanie sterowników do regulacji daje pozytywne wyniki i jest możliwe jeśli tylko pomiary są właściwie zaprojektowane. Zastosowanie gorszej klasy analizatora parametrów sieci oraz zły dobór przekładników może spowodować problemy z regulacją mocy biernej. Układ w Rzeszawie czeka na nowy analizator, który poprawi uzyskane wyniki.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] Instytut Energetyki Odnawialnej, "Rynek fotowoltaiki w Polsce", XI edycja Warszawa maj 2023 (<https://ieo.pl/en/39-o-instytucje/1613-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2023>).
- [2] Komisja Europejska, "Strategia UE na rzecz energii słonecznej", https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13338-EU-solar-energy-strategy_en
- [3] Komisja Europejska, „ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631z dnia 14 kwietnia 2016 r.”, <https://www.pse.pl/rfg>

Praktyka wykonywania pomiarów instalacji fotowoltaicznych prowadząca do określenia rzeczywistego stanu technicznego

Leszek Litzbarski
Marek Olesz
Konrad Seklecki
Politechnika Gdańsk

Wstęp

W Polsce od początku 2019 roku do sierpnia 2023 roku odnotowano lawinowy, 24-krotny wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych w większości o niewielkich mocach do 10 kW instalowanych w gospodarstwach domowych. Przy dużym wzroście zapotrzebowania na usługę montażu instalacji fotowoltaicznej zdarza się, że usługę realizuje się niezgodnie z zasadami wiedzy technicznej i wytycznymi norm i przepisów [1-5]. Zauważa się brak poprawnego wykonania na etapie montażu i niepełne odbiory techniczne według [4], co powoduje problemy w późniejszym użytkowaniu instalacji, a w skrajnych wypadkach nawet jej uszkodzenie lub pogorszenie funkcjonalności.

Instalacja fotowoltaiczna składa się z urządzeń elektrycznych takich jak: panele fotowoltaiczne, okablowanie, urządzenia typu falowniki wytwarzające napięcie AC z napięcia stałego DC oraz zabezpieczenia po stronie DC i AC, kabla WLZ do złącza kablowo pomiarowego.

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. Dodatkowo wskazane aby posiadali certyfikat potwierdzający posiadanie kwalifikacji do instalowania instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym systemów fotowoltaicznych wydawany przez Urząd Dozoru Technicznego. 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, urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych dla domków jednorodzinnych i instalacji. W przypadku odbioru instalacji osoby wykonujące badania pomontażowe powinny posiadać uprawnienia kwalifikacyjne eksploatacji i dozoru dla wspomnianej wcześniej grupy 1.

Wytyczne dotyczące zakresu pomiarów

W celu uniknięcia oczywistych błędów krytycznie ograniczających poziom bezpieczeństwa eksploatacyjnego instalacji należy wykonywać odpowiednie oględziny i pomiary. Szczegółowe zestawienie czynności jakie należy wykonać podczas oględzin zawiera norma [4]. Minimalne zestawienie pomiarów, których program podstawowy podano w tabeli 5.

ogłędziny	pomiary podstawowe
- ocena stabilności pokrycia dachowego, - wpływu konstrukcji wsporczej i modułów na konstrukcję dachu (szczelność), - Stan 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, - sprawdzenie prawidłowego i kompletnego oznaczenia obwodów bezpieczników, łączników, zacisków),	- pomiar rezystancji izolacji po stronie AC, - pomiar impedancji pętli zwarcia po stronie AC - pomiar rezystancji uziemienia, - sprawdzenie polaryzacji i ciągłości przewodów, w tym ochronnych, - pomiar rezystancji izolacji po stronie DC - pomiar napięcia obwodu otwartego dla poszczególnych stringów*, - pomiar prądu zwarcia modułów dla poszczególnych stringów*, - określenie prądów w obwodach wejściowych i wyjściowych falownika), - próby funkcjonalne działania poszczególnych elementów instalacji, * badania wykonać przy natężeniu promieniowania słonecznego 400 ÷ 700 W/m² z przeliczeniem na warunki standardowego oświetlenia

Tabela 1. Program badań podstawowych wynikający z normy [4]

Badania podstawowe można rozszerzyć w celu wyznaczenia charakterystyk prądowo – napięciowych poszczególnych paneli i/lub stringów oraz dla określenia i analiza rozkładu temperatury metodą termowizyjną na powierzchniach roboczych paneli [4]. Zazwyczaj tego rodzaju działania są zaniechane na etapie odbioru, a w zasadzie wyłącznie one potwierdzają pełną funkcjonalność zbudowanej elektrowni fotowoltaicznej. Na ich podstawie odbiorca uzyskuje m. in. informację o generowanej mocy w warunkach standardowego oświetlenia, możliwość oceny jakości wykonania paneli i układu przetwarzania energii na podstawie analizy natężenia promieniowania słonecznego i sprawności falownika. Tego rodzaju informacje ułatwiają niewątpliwie przeprowadzanie kolejnych badań eksploatacyjnych, dla których użytkownik posiada odpowiednie charakterystyki referencyjne [5]. W celu wykonania pomiarów podstawowych można stosować typowe przyrządy wykorzystywane w pomiarach ochronnych instalacji dla stwierdzenia poprawności ochrony podstawowej, przy pierwszym uszkodzeniu i uzupełniającej. Można stosować przyrządy uniwersalne z możliwością wykonania oprócz rezystancji izolacji, pętli zwarcia i badania RCD, a także pomiar uziemień lub rozwiązania dedykowane poszczególnym rodzajom pomiarów. Pewne utrudnienie stanowi opomiarowanie części instalacji stałoprądowej, gdyż tu wymaga się zarówno pomiaru rezystancji izolacji naj-

lepiej pod napięciem (elektrownia PV pracuje), a dodatkowo oprócz pomiaru napięcia obwodu otwartego (wystarczy woltomierz o odpowiednim zakresie pomiarowym) występuje potrzeba określenia prądu przy zwarciu zacisków modułu i/lub pierścienia najlepiej dodatkowo z równoległym pomiarem mocy promieniowania słonecznego.

Do pomiarów uzupełniających przeprowadzanych w warunkach natężenia promieniowania słonecznego z zakresu 400 ÷ 700 W/m² konieczne są przyrządy wymuszające różne prądy obciążenia w celu określenia przebiegu charakterystyki napięciowo – prądowej oraz kamera termowizyjna z możliwością uwzględnienia współczynnika emisyjności, temperatury i wilgotności w warunkach pomiaru.

Po montażu wszystkich elementów instalacji należy wykonać oględziny, badania i pomiary końcowe: rezystancji izolacji, ochrony od porażeń, 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 – ruchowej producenta, które powinny być zgodne z wymaganiami norm [1, 3-5].

Na etapie badań podstawowych (kategoria 1) przy prawidłowo wykonanych oględzinach uzyskujemy wiedzę o prawidłowym wykonaniu i bezpieczeństwie instalacji. Jednak tego rodzaju badanie nie pozwala nam określić jakości wykonania i uzyskać danych na temat początkowej sprawności inwestycji. Wzorcowe dane odniesienia są w przyszłości konieczne do ewentualnych rozstrzeżeń gwarancyjnych oraz porównania wyników pomiarów wykonanych w późniejszym okresie. Pozwalają natychmiast ocenić aktualną sprawność instalacji, a nawet zlokalizować panele o nieprawidłowej strukturze wynikającej z uszkodzeń wewnętrznych lub zabrudzeń, których wpływ opisano szczegółowo w dalszej części artykułu.

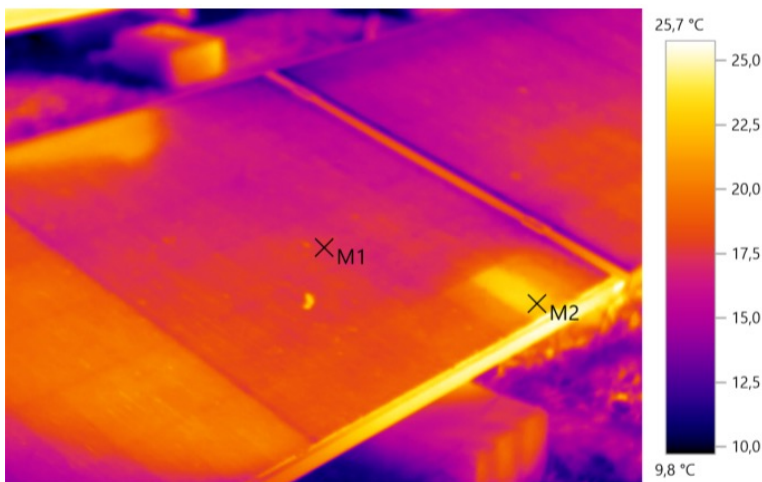
Przykład pomiaru środowiskowego

Zanieczyszczenia mają duży wpływ na charakterystykę prądowo - napięciową paneli PV. Pomiary przeprowadzono dla łańcucha składającego się z paneli czystych i pokrytych warstwą zanieczyszczeń, które osadziły się na powierzchni paneli przez pół roku ekspozycji w warunkach miejskich. Powstała warstwa osadów opisano za pomocą wyników badań materiałowych, co może pomóc w porównaniu uzyskanych rezultatów do danych zmierzonych przez inne zespoły badawcze.



Rys. 1. Badawcza instalacja PV na terenie Politechniki Gdańskiej

Do badań wykorzystano zestaw paneli PV zainstalowanych przed budynkiem Wysokich Napięć należącym do Politechniki Gdańskiej. Instalacja składa się z identycznych paneli firmy Swiss Solar połączonych szeregowo w łańcuchy liczące 4 moduły (rys. 1) na których rozkład temperatury w warunkach obciążenia prądem stałym około 5 A jest poprawny za wyjątkiem jednego z 8 paneli na którym widać wyraźnie obszar podwyższonej temperatury (hot – spot).

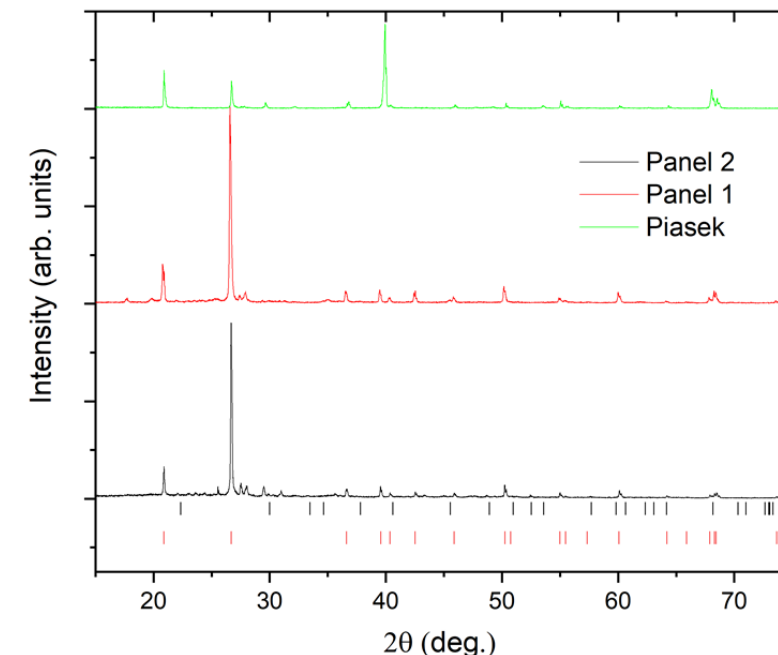


Rys. 2. Obszar podwyższonej temperatury na jednym z paneli obciążonym prądem 5 A, X_{M1} – 17,4 °C, X_{M2} – 23,8 °C

W celu uzyskania miarodajnych wyników wyznaczono charakterystyki prądowo - napięciowe dla paneli czystych i pokrytych warstwą pyłków w identycznych warunkach oświetleniowych. Pomiary charakterystyk wykonano analizatorem PROVA 1011 komunikującym się z czujnikiem irradancji i temperatury.

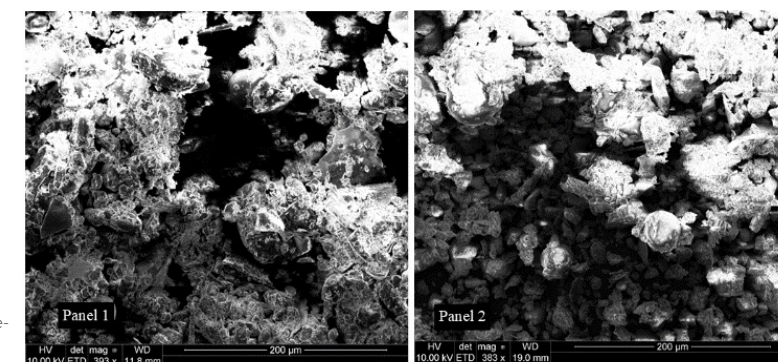
Analizowany panel 1 posiadał równomierną cienką warstwę pyłów, a na powierzchni panelu 2 znajdowały się dodatkowo zanieczyszczenia w formie grudek. Dla zebranych z powierzchni paneli próbek zanieczyszczeń oraz dla próbki referencyjnej (pobrane z podłoża w okolicy paneli piasek) wykonano badania metodą proszkowej dyfrakcji promieniowania rentgenowskiego (pXRD). W tym celu wykorzystano dyfraktometr Bruker D2Phaser, który jest wyposażony w lampę miedzaną o długości fali promieniowania $\text{CuK}\alpha$ równej 1.54 Å oraz detektor XE-T. Pomiary przeprowadzono w zakresie kątów 15° do 90° z prędkością $5^\circ/\text{min}$, a uzyskane wyniki przedstawiono w postaci dyfraktogramów na rys. 3.

Zbadane próbki mają charakter typowy dla materiałów polikrystalicznych, co świadczy o mineralnym pochodzeniu warstwy zanieczyszczeń. Na dyfraktogramach nie występuje podniesienie tła w zakresie kątów 15° do 40° , które mogłoby sugerować znaczący udział faz amorficznych pochodzenia organicznego. Struktura krystaliczna osadu z obu paneli jest podobna. Jako główne fazy zidentyfikowano związki $\text{Ca}_{0.96}\text{Mg}_{0.03}\text{Fe}_{0.01}(\text{CO}_3)$ (domieszkowany węglan wapnia, podstawowy składnik wielu minerałów) oraz SiO_2 (krzemionka), które są typowymi składnikami gleby. Dla próbki pobranej z panelu 1 występują również niewielkie refleksy od dodatkowych faz, których nie udało się zidentyfikować. Pobrane w pobliżu paneli piasek różni się znacząco od osadu z ich powierzchni, gdyż składa się głównie z krzemionki.



Rys. 3. Dyfraktogramy pXRD dla próbek zanieczyszczeń zebranych z paneli PV oraz dla próbki referencyjnej. Pionowe znaczniki odpowiadają pozycjom refleksów braggowskich dla $\text{Ca}_{0.96}\text{Mg}_{0.03}\text{Fe}_{0.01}(\text{CO}_3)$ (czarne) oraz SiO_2 (czerwone)

Morfologię powierzchni zebranych próbek zobrazowano za pomocą skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM) FEI Quanta FEG250. Na podstawie zdjęć z rys. 4 można stwierdzić, że próbka pobrana z panelu 1 ma drobniejszą ziarnistość niż z panelu 2. Obie próbki charakteryzowały się bardzo niską przewodnością elektryczną, gdyż elektryzowały się w trakcie pomiaru, co prowadziło do odrywania się niektórych ziaren proszku od podstawki pomiarowej.

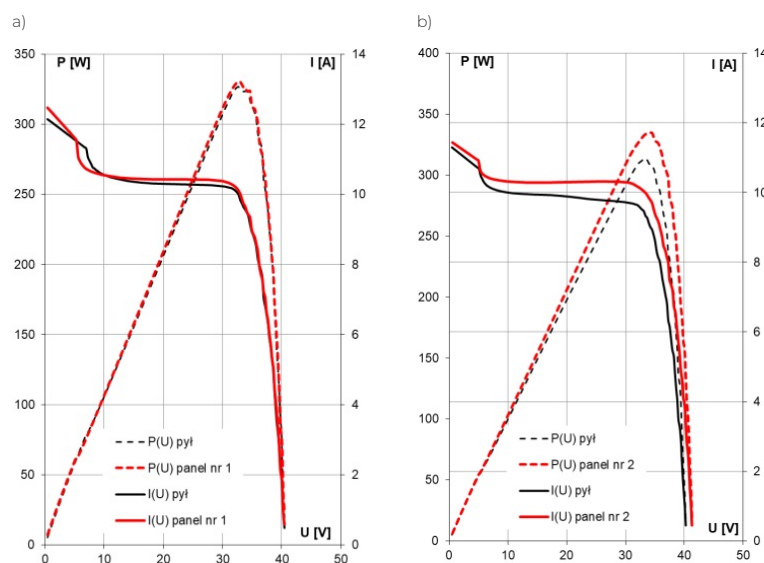


Rys. 4. Obrazy SEM dla próbek zanieczyszczeń pobranych z powierzchni paneli PV

Na podstawie przeprowadzonych badań materiałowych stwierdzono, że zanieczyszczenia na powierzchni paneli mają typowo mineralny charakter. Drobnoziarnistość przebadanego pyłu oraz jego skład chemiczny sugerują, iż może to być materiał stanowiący zarodki kondensacyjne kropel deszczu [6]. Zanieczyszczenia o większej średnicy usuwane są na skutek działania mechanizmu samooczyszczania powierzchni przez wiatr i deszcz. Pył ten jest rozmieszczony na powierzchni paneli równomiernie przez co nie stanowi większego zagrożenia

pod kątem pożarowym, gdyż nie powoduje powstawania hot – spotów. Pod tym względem dużo większy problem stanowią ptasie odchody lub grudki zanieczyszczeń zacieniające jedynie wybrane fragmenty zbadanej powierzchni, co wykazały zmierzone charakterystyki

Na rys. 5 ukazano charakterystyki prądowo – napięciowe oraz zależność mocy od napięcia dla paneli 1 i 2. Dane pomiarowe zebrano z zanieczyszczonych paneli, a następnie umyto je za pomocą wody destylowanej, aby nie pozostawić na ich powierzchni osadów mineralnych, które mogłyby przekłamywać otrzymane wyniki. Pomiary powtórzono niezwłocznie po umyciu paneli w celu zapewnienia identycznych warunków eksperymentalnych. Analizując uzyskane wykresy można stwierdzić, że w przypadku panelu 1 nie odnotowano znaczącego spadku mocy wydajności. Zjawisko to można wytłumaczyć efektem kompensacji spadku mocy związanego ze zwiększonym rozpraszaniem światła poprzez ograniczenie nagrzewania paneli, które prowadzi do ich mniejszej wydajności. W przypadku panelu 2 widoczny jest wyraźny wpływ zanieczyszczeń na generowaną moc oraz odkształcenie charakterystyki prądowo – napięciowej [7].



Rys. 5. Zależność mocy od napięcia i charakterystyki napięciowo – prądowe dla a) panelu 1 oraz b) panelu 2 przed i po procesie czyszczenia

Podsumowanie i wnioski

Wyłącznie pełne badania w zakresie podstawowym i dodatkowym pozwalają na zdobycie pełnej wiedzy o jakości zainstalowanych paneli i poprawności pracy falownika z nim współpracującego.

Uzyskane dane umożliwiają prawidłową ocenę stanu technicznego (sprawność) w przyszłości w celu ewentualnych roszczeń gwarancyjnych. Dodatkowo chcąc poprawić wydajność poszczególnych łańcuchów otrzymujemy informację co do konieczności ewentualnego czyszczenia [8] lub wymiany uszkodzonych modułów.

Zestaw podstawowy pomiarów (kategoria 1) umożliwia jedynie stwierdzenie braku zagrożeń i prawidłowej ochrony przeciwporażeniowej wykonanej instalacji.

Pomiary termowizyjne oraz charakterystyk paneli przeprowadzane w ramach testów kategorii 2 są czułym detektorem wewnętrznych uszkodzeń i zanieczyszczeń [7] w panelach fotowoltaicznych.

Literatura

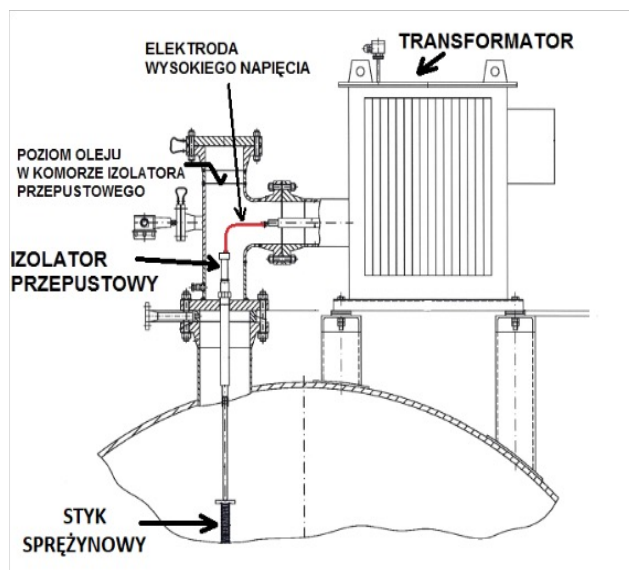
- [1] PN-HD 60364-7-712:2016-05 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
- [2] Obwieszczenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 8 kwietnia 2019 w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie Dz.U. 2019 poz. 1065.
- [3] Norma PN-HD 60364-6:2016 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 6: Sprawdzanie.
- [4] PN-EN 62446-1:2016-08, Systemy fotowoltaiczne (PV) - Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania - Część 1: Systemy podłączone do sieci - Dokumentacja, odbiory, nadzór.
- [5] 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.
- [6] P. Kollipara, "MINOR DUST MINERAL MAY BE KEY ICE SEED," Chemical & Engineering News, vol. 91, no. 24, p. 9, 2013
- [7] W. Javed, B. Guo, B. Figgis, B. Aissa, Dust potency in the context of solar photovoltaic (PV) soiling loss, Solar Energy, Volume 220, Pages 1040-1052, 2021.
- [8] F. Ekinci i inni, Experimental investigation on solar PV panel dust cleaning with solution method, Solar Energy, Volume 237, pp. 1-10, May 2022

Optymalizacja izolatora przepustowego średniego napięcia do zastosowań technologicznych

Paweł Pankowski
Marek Olesz
Politechnika Gdańska

Wstęp

Przegląd literatury światowej [1, 4-11] opisuje głównie izolatory przepustowe transformatorowe oraz stacyjne, gdzie występują typowe układy izolacyjne tj.: olej-olej, olej-powietrze, powietrze-powietrze. Izolatory tego typu często stosuje się w aparatach technologicznych, w których w obecności pola elektrycznego dochodzi do przyspieszonego oczyszczania medium np. ropy, nafty z zanieczyszczeń. Wówczas konstrukcja przepustowa wprowadza wysokie napięcie z jednostki zasilającej do układu elektrod znajdujących się w aparacie technologicznym, w zbiorniku, jak pokazano na rysunku nr 1.



Rys. 1. Przykładowy zespół urządzeń elektrodehydratora

Izolator wkręcany jest w otwór w komorze ekspansyjnej oleju elektroizolacyjnego i przechodzi do zbiornika z ropą naftową, gdzie panuje środowisko agresywne chemicznie, temperatura ropy 120°C-150°C, ciśnienie 15 bar. W czasie eksploatacji izolatory są narażone na działanie: sił i naprężeń mechanicznych, pola elektrycznego i wysokiej temperatury. Jak pokazują doświadczenia eksploatacyjne służb utrzymania ruchu izolatory przepustowe w takich zastosowaniach są najsłabszym ogniwem całego układu zasilania urządzeń technologicznych. Wymagające środowisko pracy powoduje problemy eksploatacyjne prowadzące do rozszczelnienia izolatorów lub utraty ich właściwości izolacyjnych. Z jednej strony trudne warunki eksploatacji izolatorów przepustowych, z drugiej strony konieczność zachowania bezpieczeństwa przeciw wybuchowemu stawiają wysokie wymagania wobec rozwiązań konstrukcyjnych i materiałów użytych do produkcji izolatorów. Używany do ich produkcji przepustowych teflon jest materiałem nowoczesnym i drogim, a stosowane przez producentów optymalizacje kosztów przekładają się niestety na oszczędne rozwiązania techniczne, co może powodować późniejsze problemy eksploatacyjne (rys. 2). Trwałość izolatorów deklarowana przez producenta urządzeń na 2 lata jest wynikiem niezadowalającym wobec rosnących wymagań niezawodnościowych przyjętych w przedsiębiorstwach, gdzie takie urządzenia są eksploatowane.

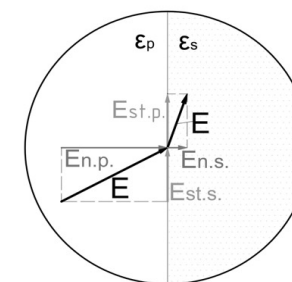


Rys. 2. Uszkodzony izolator przepustowy z demontażu po 2 latach eksploatacji w elektrodehydratorze.

Ograniczanie wnz w izolatorach przepustowych

Wyładowania ślizgowe, które występują w izolatorach przepustowych, są wyzwaniem dla techniki izolacyjnej i niekiedy są trudne do uniknięcia w procesie produkcji. Powstają na powierzchni dielektryka w układach o dużej nierówności pola elektrycznego oraz ukośnym uwarstwieniu dielektryka stałego z ośrodkiem gazowym lub ciekłym [2, 3].

W przypadku elektroenergetycznych izolatorów przepustowych na granicy powietrza lub innego ośrodka gazowego lub ciekłego z materiałem stałym następuje zmiana kierunku linii sił pola elektrycznego, przy czym składowe styczne są równe $E_{st.p} = E_{st.s}$ (rys. 3), a normalne spełniają zależność (1).



Rys. 3. Składowe styczne i normalne linii sił pola elektrycznego w układzie przepustowym [2]

$$\frac{E_{n.p}}{E_{n.s}} = \frac{\epsilon_s}{\epsilon_p} \quad (1)$$

ϵ_s, ϵ_p – przenikalności dielektryczne względne materiału stałego i powietrza, $E_{n.p}, E_{st.p}$ – składowe normalna i styczna, w powietrzu $E_{n.p}, E_{st.p}$ i w materiale stałym $E_{n.s}, E_{st.s}$

Na granicy różnych ośrodków izolacyjnych, znajdujących się w zmiennym polu elektrycznym, następuje skokowa zmiana wartości składowych normalnych wektora natężenia pola – odwrotnie proporcjonalna do przenikalności elektrycznej materiałów, przy czym dla rozwoju wyładowań istotne znaczenie ma składowa styczna pola elektrycznego [1].

Napięcie pojawiania się wyładowań ślizgowych zależy od tzw. pojemności jednostkowej C_0 , zdefiniowanej jako pojemność 1 cm² zewnętrznej powierzchni izolatora w stosunku do przewodzącego sworznia izolatora przepustowego. Pojemność ta zależy od wymiarów izolatora oraz od przenikalności dielektrycznej jego materiału izolacyjnego. Im większa pojemność jednostkowa i przenikalność, tym łatwiejsze staje się odprowadzanie prądów wyładowań do przeciwnej elektrody, a zatem tym niższe jest napięcie, przy którym pojawiają się kanały wyładowań ślizgowych [2]. Napięcie początkowe wyładowań ślizgowych określa wzór Toeplera (2) [1, 2]:

$$U_{sl} = \frac{1,36 \cdot 10^{-4}}{C_0^{0,44}} \quad (2)$$

gdzie:

U_{sl} – napięcie początkowe wyładowań ślizgowych, [kV_{sk}],

C_0 – pojemność jednostkowa, [F/cm²]

Wzór (2) jest poprawny dla $C_0 > 0,25 \text{ pF/cm}^2$, a napięcie przeskoku dla cylindrycznego układu przepustowego o średnicach zewnętrznej i wewnętrznej odpowiednio D, d można wyznaczyć z (3) [1]:

$$U_p = 13 \cdot l^{0,5} \left(\frac{D \cdot \ln \frac{D}{d}}{\epsilon} \right)^{0,2} \quad (3)$$

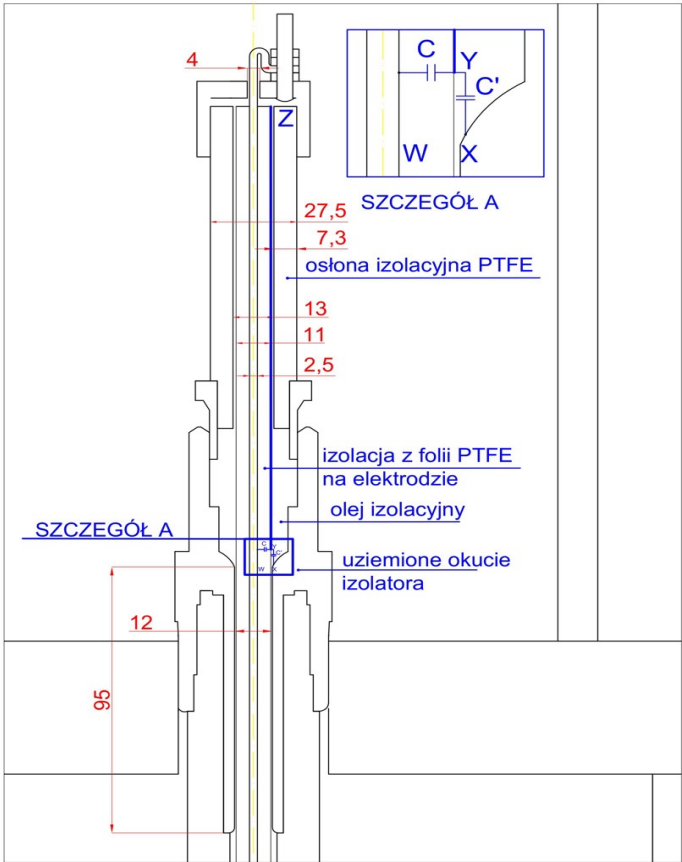
gdzie:

U_p – napięcie przeskoku, [kV],

l – odległość między elektrodami, [cm]

Obliczenia rozkładu pola elektrycznego w izolatorze

Na rys. 4 przedstawiono warunki zapoczątkowania wyładowania powierzchniowego na odcinku XY przy udziale pojemności C i C' w układzie izolatora przepustowego SN. Izolacja z folii teflonowej na elektrodzie jest narażona na przebitecie po krótkiej drodze skróśnej XW. W układzie izolacyjnym mamy również do czynienia z dielektrykiem otaczającym, w którym może powstać wyładowanie powierzchniowe na dłuższej drodze XYZ.



Rys. 4. Izolator przepustowy średniego napięcia $U_m=24\text{kV}$ – analiza układu uwarstwionego i warunki zapoczątkowania wyładowania powierzchniowego

Wyładowania powierzchniowe w takich układach zależą przy napięciach przemennych od wytrzymałości dielektryka otaczającego oraz od przenikalności obu materiałów. W przypadku, gdy dielektrykiem otaczającym jest powietrze wyładowania powierzchniowe występują szczególnie łatwo, gdyż jego przenikalność jest mała a wytrzymałość niska. W poniższym opracowaniu zaprezentowano wyniki symulacji uwzględniające również takie sytuacje na przykładzie modeli w symulacjach A oraz D.

Różnica przenikalności powoduje duże zagęszczenie linii pola elektrycznego na krawędziach uziemionego okucia izolatora z dużymi naprężeniami w powietrzu. Ponieważ przenikalność elektryczna materiału stałego jest kilkakrotnie większa od przenikalności dielektryka otaczającego (np. powietrza) to $C \gg C'$ [3]. Oznacza, że na C' przypada znaczna część całkowitego napięcia międzyelektrodowego U, co wynika z wartości pojemności C i C'. Silną niejednorodność pola wzdłuż powierzchni granicznej przypisuje się ostremu zakończeniu elektrody uziemionej, lecz również wielkiej różnicy między przenikalnościami [2]. Czynniki te powodują znaczne naprężenia w dielektryku otaczającym na powierzchni XZ, jak oznaczono niebieską linią na rysunku nr 2. Powstają wyładowania niezupełne o intensywności większej niż zwykły ulot i rozwijają się one od elektrody uziemionej [3].

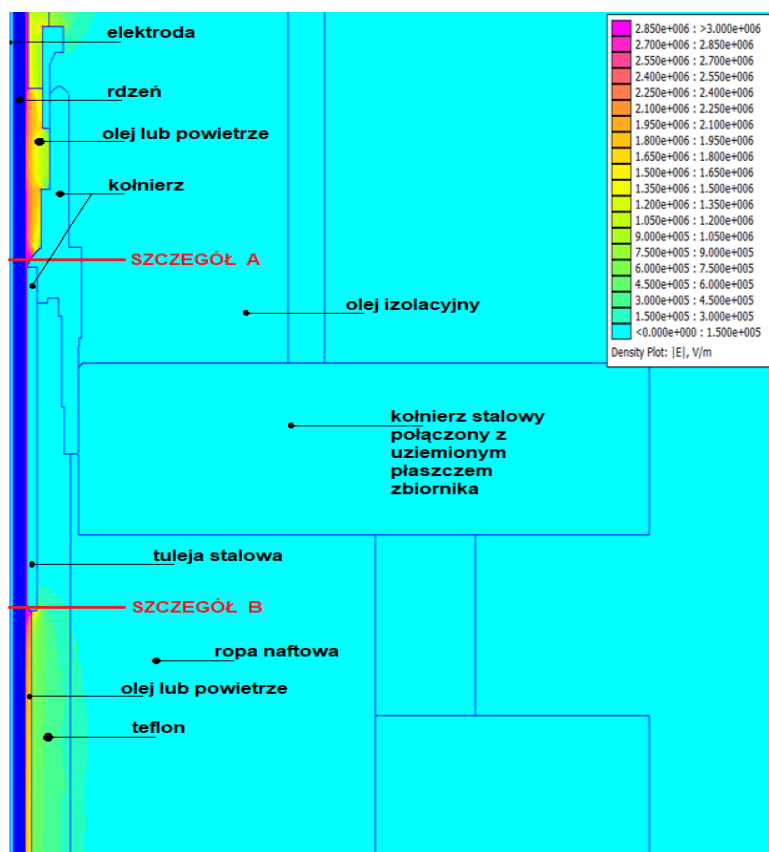
Dla analizowanego układu izolacyjnego izolatora przepustowego jak na rysunku nr 4 wykonano obliczenia sprawdzające pojemność jednostkową układu izolacyjnego, wartość napięcia wyładowań ślizgowych, wymaganą długość części izolacyjnej. Otrzymane wartości zestawione wymiarami rzeczywistymi wykazały poprawność konstrukcji izolacyjnej oprócz górnej części izolatora w obszarze szczegółu A, gdzie uzyskano znaczne wartości składowej promieniowej natężenia pola rzędu 12 kV/mm. Z uwagi na częste uszkodzenia izolatora przeprowadzono obliczenia rozkładu pola elektrycznego w programie FEMM. W module elektrostatycznym wykonano 6 symulacji w układzie osiowo symetrycznym (Tabela nr 1) potwierdzając wykonane wcześniej wstępne obliczenia i uzyskując dodatkowo szereg informacji, co do fluktuacji pola w obszarze występowania szczelin wypełnionych olejem lub powietrzem.

Tabela nr 1 Przyporządkowanie modelu izolatora przepustowego do symulacji, A-C: rdzeń z tulei PTF, D - rdzeń z folii PTFE o grubości 0,1 mm, E – jak w D z wypełnieniem olejem przestrzeni między warstwami folii PTFE (bez inkluzji gazowych w rdzeniu), F – jak w D i dodatkowo w rdzeniu inkluzje pomiędzy warstwami folii

	wypełnienie przestrzeni przy rdzeniu	uwagi
A	powietrze wzdłuż rdzenia na całej długości izolatora, izolator przed zalaniem olejem izolacyjnym	- dla symulacji „A”, „B” i „C” przyjęto, że rdzeń izolatora wykonany jest z tulei teflonowej o średnicy wewnętrznej 2,5 mm, średnicy zewnętrznej 11 mm o długości 610 mm.
B	olej izolacyjny na całej długości izolatora (brak inkluzji gazowych w oleju)	
C	olej izolacyjny na całej długości izolatora (w oleju zamodelowano inkluzje gazowe powstałe po niewłaściwym odgazowaniu izolatora)	
D	powietrze wzdłuż rdzenia na całej długości izolatora	- dla symulacji „D”, „E” i „F” przyjęto, że rdzeń izolatora jest wykonany z folii teflonowej nawijanej warstwami na elektrodę, tak jak w rzeczywistym izolatorze
E	olej izolacyjny na całej długości izolatora (brak inkluzji gazowych w oleju)	
F	olej izolacyjny na całej długości izolatora (w oleju zamodelowano inkluzje gazowe powstałe po zalaniu izolatora olejem izolacyjnym)	- folia teflonowa nawinięta na rdzeń izolatora ma grubość równą 0,1 mm, szerokość 30 mm i jest nawijana na elektrodę ze skokiem 11,7 mm

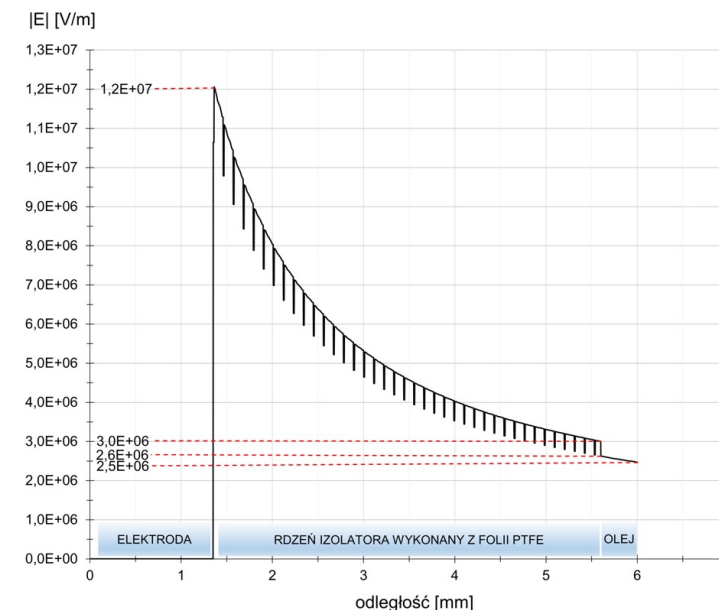
W programie FEMM założono wytrzymałość powietrza 3 kV/mm, PTFE 65÷85 kV/mm i oleju izolacyjnego 20÷25 kV/mm. Istotne dla rozkładu natężenia pola elektrycznego przenikalności elektryczne wynosiły dla oleju izolacyjnego i teflonu odpowiednio 2,4 oraz 2,1. Przed rozpoczęciem obliczeń określono również wartości dla granic „High Voltage” równe 24 kV tj. napięcie znamionowe izolatora według arkusza danych otrzymanego od producenta urządzenia oraz „Ground” równe 0 V dla elementów uziemionych i przyporządkowano je do poszczególnych linii i łuków modelu izolatora.

Dla każdego przypadku A-F analizowano rozkład napięcia i natężenia pola elektrycznego wzdłuż całej długości izolatora przepustowego zainstalowanego w zbiorniku. Dla każdego przypadku najwyższe wartości natężenia pola elektrycznego występują w miejscu przejścia elektrody z rdzeniem (średnica 11 mm) przez stalową tuleję w okuciu izolatora (średnica wewnętrzna tulei stalowej - 12 mm). W dalszej części przedstawiono warianty obliczeń dla których wystąpiły krytyczne wartości pola elektrycznego, a charakter ich zmienności w określonych obszarach wskazywał na znaczne prawdopodobieństwo wystąpienia zmian starzeniowych poprzez długotrwałe oddziaływanie wyładowań niezupełnych (rys. 5).



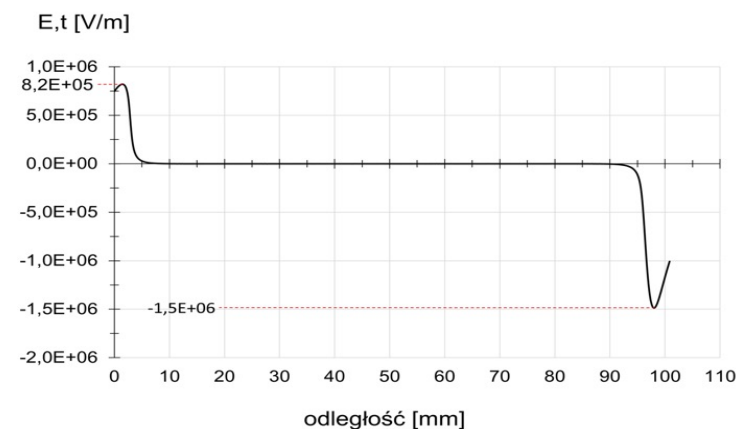
Rys. 5. Rozkład natężenia pola elektrycznego w izolatorze w środkowej części, w miejscu wkręcenia izolatora w otwór montażowy

Na rys. nr 6 przedstawiono wykres rozkładu natężenia pola elektrycznego w izolatorze dla modelu E (Tabela 1) dla którego rdzeń wykonano z folii teflonowej, a izolator wypełniono olejem.



Rys. 6. Wykres natężenia pola elektrycznego w izolatorze w środkowej części – symulacja E – promieniowy rozkład pola dla szczegółu A

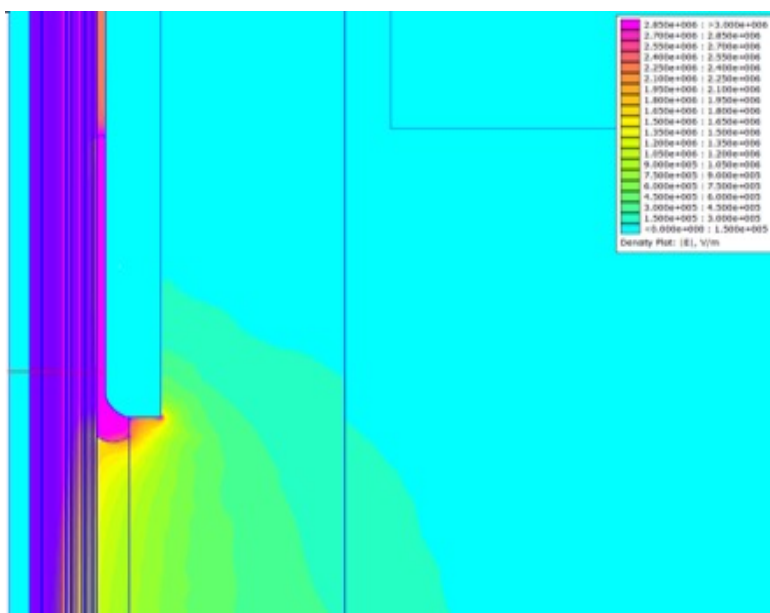
W warunkach symulacji założono dokładne wypełnienie olejem szczelin pomiędzy warstwami folii teflonowej, bez możliwości wystąpienia pęcherzyków i szczelin z powietrzem. Przy takich założeniach wartości natężenia pola elektrycznego w izolatorze mieszczą się w granicach wartości dopuszczalnych osiągając około 12,5 kV/mm przy elektrodzie wysokonapięciowej, przy czym dla rozkładu promieniowego występują charakterystyczne niewielkie fluktuacje natężenia pola E o charakterystycznych niższych wartościach we frakcji olejowej. Rezultat ten wynika z niewielkiej różnicy przenikalności elektrycznej oleju w stosunku do teflonu.



Rys. 7. Wykres natężenia pola elektrycznego w izolatorze w środkowej części – symulacja E – osiowy rozkład pola na długości od szczegółu A do B wg. Rys. 5

Dla osiowego rozkładu natężenia pola w środkowej części izolatora składowe styczne na powierzchni dielektryka otaczającego elektrodę, przy wyjściu z tulei stalowej od strony szczegółu A osiągają wartość 0,8 kV/mm, natomiast 1,5 kV/mm przy wyjściu z tulei od strony szczegółu B. Obliczone wartości nie przekraczają zatem wartości krytycznych jakie określono dla powietrza 2,1 kV/mm [4].

Analizując rzeczywiste szerokości szczelin olejowych, a także konstrukcję rdzenia izolatora przepustowego wykonanego według jednego z producentów można sądzić, że izolator po zalaniu olejem będzie zawierał inkluzje gazowe w bardzo wąskich szczelinach olejowych, a także w przestrzeniach pomiędzy warstwami folii teflonowej, jak pokazano na rysunku 8. Jeżeli nawet pierwotnie szczeliny nie wystąpią to na skutek starzenia oleju izolacyjnego i jego degradacji będą się pojawiały w obszarze cieczy pęcherzyki zawierające produkty rozkładu oleju.



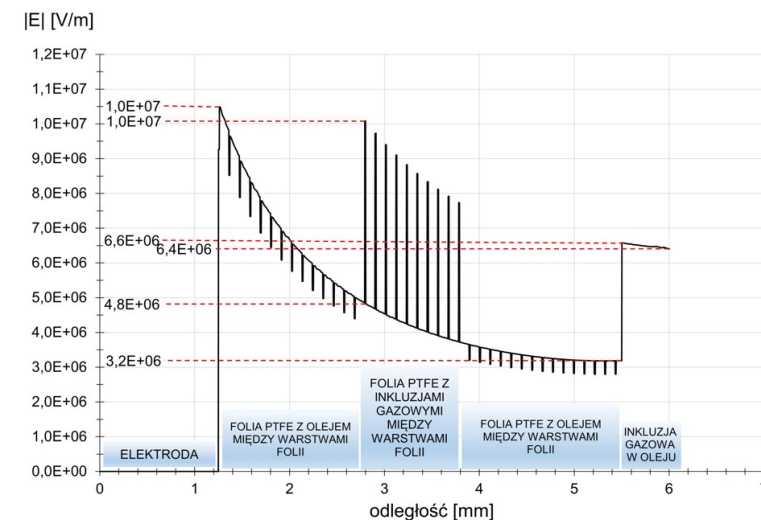
Rys. 8 Symulacja F, szczegół B - Rozkład natężenia pola elektrycznego

W przypadku występowania niewielkich szczelin powietrznych na granicy warstw folii teflonowej rozkład natężenia pola E_{1min} układzie nie ulega istotnej zmianie. W obrębie szczelin powietrznych następuje jednak około dwukrotny wzrost natężenia pola elektrycznego E_{2max} zgodnie z (4) oraz wynikami obliczeń z rysunku 9.

$$E_A = \varepsilon_{r1} \cdot E_{1min} = \varepsilon_{r2} \cdot E_{2max} \quad (4)$$

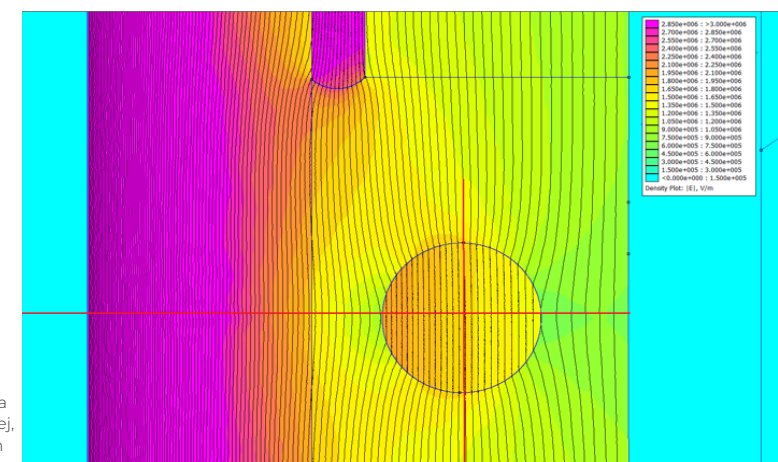
Izolacja przyelektrodowa jest wówczas zdecydowanie bardziej narażona na wystąpienie wyładowań powierzchniowych, co ma także miejsce w przypadku inkluzji gazowych w oleju izolacyjnym. Silnie zjonizowany pęcherzyk gazowy wzmacnia pole elektryczne przy elektrodzie uziemionej i może inicjować mechanizm gazowy przebicia oleju [5].

W celu dokładniejszego określenia warunków sprzyjających rozwojowi wyładowań niezupełnych prowadzących do degradacji izolatora przeprowadzono również symulacje dla różnych rozmiarów średnic inkluzji gazowych w szczelinach olejowych w izolatorze. W każdym przypadku obserwowano wzrost natężenia pola elektrycznego E na obrzeżach inkluzji gazowej w osi prostopadłej do linii pola elektrycznego i jego spadek na obrzeżach inkluzji w osi równoległej do linii pola elektrycznego (Rys. 10 i 11).

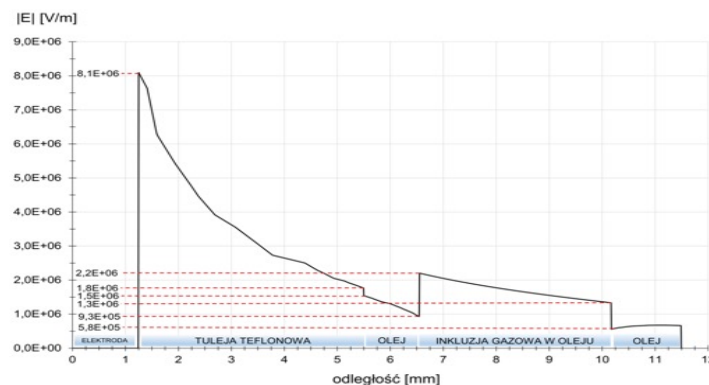


Rys. 9 Symulacja F, szczegół B. Wykres natężenia pola elektrycznego

Dodatkowo wyniki obliczeń wskazują na zmniejszanie wartości natężenia pola elektrycznego we wnętrzu inkluzji wraz ze wzrostem jej wymiaru [5].



Rys. 10 Symulacja C - Geometria zamodelowanej inkluzji gazowej, średnica inkluzji gazowej 3 mm



Rys. 11 Symulacja C, Wykres natężenia pola elektrycznego przez inkluzję gazową na rys. 10.

Podsumowanie i wnioski

Analiza konstrukcji komercyjnej izolatora przepustowego SN do zastosowania w aparatach zlokalizowanych w strefach zagrożonych wybuchem wskazuje na wady konstrukcji powodujące niską, 2 - letnią trwałość eksploatacyjną.

Wyniki symulacji lokalizują najwyższe wartości graniczne natężenia pola elektrycznego w miejscu przejścia rdzenia izolatora przez tuleję połączoną z uzziemionym okuciem izolatora. W badanym modelu izolatora przepustowego z inkluzją gazową w oleju izolacyjnym występującą w obszarze szczegółów A, B lub C może dojść do rozwoju mechanizmu jonizacyjnego przebicia oleju, zmiany kształtu pęcherzyka i wzmocnienia pola elektrycznego wokół miejsca jego wystąpienia [5]. Określenie wartości dopuszczalnych natężenia pola w tych obszarach wymaga dodatkowych badań modelowych z uwzględnieniem procesów starzenia długotrwałego i monitorowaniem stanu technicznego izolacji poprzez analizę parametrów wyładowań niezupełnych.

Defekty typu inkluzje gazowe, szczególnie w przypadku szczelin gazowych, osłabiają wytrzymałość elektryczną dielektryków wchodzących w skład układu izolacyjnego badanego izolatora. i przyczyniają się do powstawania wyładowań niezupełnych [6-10].

Zaprojektowana budowa rdzenia w postaci folii teflonowej nawiniętej na elektrodę może posiadać wady tj. pęcherzyki powietrza na granicy warstw folii powstałe już w procesie jej nawijania. Po rozcięciu rdzenia izolatora wzdłuż elektrody można zauważyć obecność oleju elektroizolacyjnego pomiędzy poszczególnymi warstwami zwojów folii teflonowej. Folia teflonowa jest materiałem nienasiąkliwym więc przepuszcza się, że olej wnika pomiędzy warstwy izolacji od góry po elektrodzie.



Rys. 12. Uszkodzony rdzeń izolatora

Rdzeń izolatora zaprojektowany według producenta stanowi układ izolacyjny, w którym opanowanie wyładowań ślizgowych jest bardzo trudnym problemem konstrukcyjnym i materiałowym (rys. 2, 12). Taki układ izolacyjny może sprzyjać powstawaniu iskier ślizgowych, przy stosunkowo niskim napięciu zapłonu.

W wyniku przeprowadzonych badań modelu izolatora stwierdzono, że zastosowane wąskie szczeliny w konstrukcji izolatora powodują problemy z odpowietrzaniem oleju wewnątrz izolatora. Wykonane symulacje pokazują, że pojawienie się inkluzji gazowych w przestrzeni pomiędzy rdzeniem a okuciem izolatora powoduje przekroczenie dopuszczalnych wartości natężenia pola elektrycznego w obszarze układu izolacyjnego. W związku z powyższym wskazana jest przebudowa okucia izolatora i powiększenie szczelin olejowych pokazanych na rysunku 13.



Rys. 13. Okucie izolatora

Literatura

- [1] Pohl Z., Izolatory elektroenergetyczne, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wydanie II, Wrocław, 2000.
- [2] Gacek Z., Wysokonapięciowa technika izolacyjna. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Wydanie II, Gliwice, 2006
- [3] Gacek Z., Szadkowski M., Wysokonapięciowa technika izolacyjna w przykładach obliczeniowych. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2013.
- [4] Z. Mingxi, et al., The effect of a vertical electric field on the surface flashover characteristics of a bushing model, ENERGIES, 2018.
- [5] Mikrut P., Zydróż P., Modelowanie numeryczne i analiza warunków powstawania wyładowań niezupełnych w defektach układów izolacyjnych wysokiego napięcia, XXV Seminarium pt. „Zastosowanie komputerów w nauce i technice” 2015”, Gdańsk: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 46, s. 77-80, 2015
- [6] Smith D., McMeekin S., Stewart B., Wallace P.: Transformer Bushings – Modelling of Electric Field and Potential Distributions within Oil Impregnated Paper with Single and Multiple Spherical Cavities, 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010
- [7] Hesamzadeh M.R., Hosseinzadeh N., Wolfs P.: An advanced optimal approach for high voltage AC bushing design, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 15, no. 2, pp. 461-466, April 2008
- [8] Lijun J. et al, Electric field calculation and insulation analysis of high voltage insulating bushing, Shanghai: College of Electronics and Information Engineering, Tongji University.
- [9] Linsuo Z., Lei Z.: Electrical field analysis and optimizing of high voltage bushing based on Maxwell, International Conference on Mechatronics, Electronic, Industrial and Control Engineering, 2014.
- [10] Adamczyk B., Florkowska B., Rzakosz M., The modelling of non-linear electric field distribution on the adjacent insulation surfaces, XIX Seminarium pt. “Zastosowanie komputerów w nauce i technice” 2009”, Gdańsk: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 26, str. 13-16, 2009
- [11] C37.017-2010 - IEEE Standard for Bushings for High-Voltage [over 1000 V (ac)] Circuit Breakers and Gas-Insulated Switchgear.

Procedury diagnostyczne dla maszyn elektrycznych

Marek Olesz
Marcin Gulczyński
Marek Adamowicz
Politechnika Gdańska

Wstęp

Na przestrzeni kilkunastu ostatnich lat w Polsce można zauważyć wzrost świadomości i dbałość w zarządzaniu parkiem maszyn elektrycznych w fabrykach i firmach produkcyjnych. Zalecenia pomontażowe i diagnostyczne proponują różne metody, które z uwagi na konieczność zapewnienia wysokiej niezawodności podczas procesu produkcji są rozwijane [1-4, 7]. W związku z tym zakłady produkcyjne często wypracowują własne podejście do diagnostyki, tak aby minimalizować występowanie nieoczekiwanych awarii, co wiąże się z czasem przestoju w produkcji i stratami finansowymi. W praktyce obserwuje się wprowadzanie złożonych metod pomiarowych off-line w celu uzyskania jednoznacznej odpowiedzi co do stanu technicznego maszyny elektrycznej, które czasami są rozszerzane o monitoring niektórych parametrów w diagnostyce online prowadzonej podczas pracy urządzeń.

Zestawianie proponowanych metod pomiarowych off-line dla silników elektrycznych i związanych z nimi niektórych wielkości kryterialnych pokazano w tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie metod po-
miarowych stosowanych w dia-
gnosyce silników na podstawie
wybranych norm technicznych
oraz zaleceń producentów

parametr / metoda	47000 [2]	IEEE43- 2000 [3]	metoda według [8]	Baker [9]
rezystancja izolacji,	x	x	x	x
współczynniki DAR i PI	x	x	x	x
metoda SV			x	x
metoda DD lub napięcie powrotne		x	x	x
wyładowania niezupelne				x
napięcie impulsowe				x

Na podstawie podanego zestawienia można zaobserwować zwiększenie liczby testów diagnostycznych i wprowadzanie zaawansowanych metod oceny stanu technicznego izolacji nawet za pomocą pomiaru wyładowań niezupelnych przy złożonych wymuszeniach napięciowych. Aparatura do wymienionych zastosowań ma charakter przenośny i w pełni umożliwia sprawdzanie maszyn elektrycznych w warunkach eksploatacyjnych.

W artykule na podstawie analizy wyników badań wybranego silnika elektrycznego o dość dobrym stanie technicznym pokazano możliwości szczegółowej analizy stanu technicznego prowadzące do określenia miejsc występowania wad, co umożliwia wykonanie skutecznej naprawy i stwierdzenia poprawności jej wykonania.

Metody diagnostyki silników elektrycznych

Ocena stanu technicznego silników elektrycznych odbywa się w większości przypadków na podstawie pomiaru rezystancji izolacji, której wynik informuje użytkownika nie tylko o poprawności ochrony podstawowej przed porażeniem prądem elektrycznym, ale też dodatkowo stanowi istotne kryterium diagnostyczne [1, 2, 3, 4]. W badaniach tych korzysta się z klasycznej, technicznej metody pomiaru rezystancji izolacji w układzie z poprawnie mierzonym prądem. Układ izolacyjny silnika w uproszczeniu przedstawia się jako równoległe połączenie: rezystancji izolacji R, pojemności C maszyny oraz szeregowo połączonych elementów Ra, Ca odpowiadających za przepływ prądu polaryzacyjnego. Szczególnie kłopotliwy w wyznaczaniu wartości rezystancji izolacji jest prąd polaryzacyjny przepływający przez pojemność Ca – wynikający z ustawiania się dipoli (ładunków) w linii pola elektrycznego wewnątrz dielektryka. Dipole powrócą do swoich pozycji spoczynkowych, stanu nieuporządkowanego, gdy napięcie probiercze zostanie odłączone. Zjawisko to może nie być zaobserwowane, jeśli tylko występuje jakakolwiek z podanych przyczyn: zbyt wysoka temperatura izolacji, zawilgocenie, zanieczyszczenie zabrudzeniami. W związku z powyższym w zabrudzonych lub zawilgoconych materiałach izolacyjnych prawidłowy pomiar prądu przewodzenia może wystąpić po krótkim czasie, w innych w dobrym stanie technicznym konieczne jest wydłużanie czasu pomiaru do przynajmniej 10 minut. Tylko wówczas, kiedy wystąpi ustalenie się wartości mierzonego prądu uzyskuje się prawidłowy metrologicznie wynik pomiaru, który może być użyty do oceny stanu izolacji. Prąd przewodzenia w stanie ustalonym zazwyczaj charakteryzuje się niewielką wartością i zawiera dwie składowe: skrośną (prąd

płynący wewnątrz objętości izolacji) oraz powierzchniową (prąd płynący wzdłuż ścieżek przewodzących po powierzchni materiału izolacji).

W trakcie opisywanego pomiaru istotne znaczenie dla jego poprawności ma wybór napięcia probierczego, pomiar wskaźników DAR i PI oraz uwzględnienie temperatury badanej izolacji na końcowy wynik pomiaru, który należy przeliczyć na tzw. temperaturę odniesienia [3, 6].

W przypadku maszyn elektrycznych wyższej mocy takie podejście może być nie wystarczające. W związku z tym w celu poprawy jakości oceny i wykrycia błędów montażowych lub postępującego procesu starzenia proponuje się metodę wielokryterialną Glinki [8] polegającą na wykonaniu następujących pomiarów: rezystancji izolacji, rezystancji izolacji przy różnych wartościach napięcia prowadzący do wyznaczenia tzw. napięcia przebicia przez ekstrapolowanie wyników w kierunku wyższych napięć, analiza przebiegu napięcia powrotnego i prądu upływowego. Stosuje się także inne rozwiązania jak np. w przypadku zakładów stosujących dużą liczbę silników w procesie produkcyjnym. W jednym z zakładów Pomorza diagnostykę prowadzi się dla ponad 5000 silników o napięciach znamionowych 6,3 kV, 690 V, 400 V, 230 V, i mocach czynnych z zakresu 0,08 ÷ 2700 kW w której analizuje się następujące parametry [9]:

- parametry impedancyjne uzwojenia – rezystancja uzwojenia, indukcyjność, pojemność układu izolacyjnego (test impedancji),
- pomiary izolacji napięciem stałym DC w zakresie - rezystancja izolacji, pomiary napięciem narastającym (SV), DC-HiPot – próba napięciowa napięciem stałym,
- pomiary izolacji napięciem impulsowym oscylacyjnym.

Badanie parametrów impedancyjnych uzwojenia pozwala określić różnice pomiędzy poszczególnymi fazami oraz w zestawieniu wcześniejszymi wynikami pomiarów. Pomiary indukcyjności i pojemności wykonuje się dla kilku częstotliwości, a w przypadku określenia indukcyjności dla wyznaczonych kątów obrotu wirnika. Dodatkowo wyznacza się kąt fazowy impedancji, który wskazuje na degradację układu izolacyjnego, jeśli zasadniczo odbiega od 90 stopni.

W trakcie pomiarów rezystancji izolacji przy napięciu stałym wykonuje się typowe badania odpowiedzi na skok jednostkowy napięcia (parametry R₁₅, R₆₀ i R₃₀₀) i współczynniki absorpcji (DAR) oraz polaryzacji (PI). Badanie wykonuje się także przy wzroście napięcia (test SV) z rozszerzeniem o próbę napięciową DC połączoną z pomiarem prądu upływu. Pomiary rezystancji wykonane w układzie doziemnym i międzyfazowym, umożliwiają w przypadku wystarczająco dużej wartości napięcia określenie miejsc uszkodzeń typu: uszkodzenia izolacji żłobkowej lub emalii izolacji przewodów, występowanie nalotów powierzchniowych w postaci kurzu, pyłów, odparowanej cieczy, zanieczyszczeń przemysłowych, nieprawidłowej jakości połączeń prądowych do uzwojeń.

Niestety, w wielu przypadkach, szczególnie dla niewielkich rozmiarów wad, uzyskuje się prawidłowe wyniki badań, nawet przy dość zaawansowanym etapie starzenia układu izolacyjnego. W związku z tym opracowano i wdrożono metody oparte o wykorzystanie napięć impulsowych skutecznych w wykrywaniu uszkodzenia izolacji pomiędzy zwojami silnika w uzwojeniu. Testy udarowe polegają na przyłożeniu do poszczególnych uzwojeń oscylacyjnego impulsu

napięcia o dużej stromości narastania i analizy różnic napięcia pomiędzy fazami. Na podstawie różnic pola $F_i^{(1)}, F_i^{(2)}$ zawartego pomiędzy zarejestrowanymi próbkami (1... Npts) wartości chwilowych napięcia poszczególnych faz ocenia się parametr względnej wartości odchylenia EAR (Error Area Ratio) według poniższej zależności (1):

$$EAR_{1-2} = \frac{\sum_{i=1}^{Npts} Abs(F_i^{(1)} - F_i^{(2)})}{\sum_{j=1}^{Npts} Abs(F_j^{(1)})}$$

(1)

Dodatkowo w próbach z programowaną, krokowo zwiększaną amplitudą impulsu można obserwować różnice napięcia między kolejnymi udarami. Nagła zmiana napięcia wskazuje na wystąpienie przeskoku i jest podstawą stwierdzenia pogorszenia izolacji zwojowej. Podczas rejestracji napięć impulsowych niektóre przyrządy umożliwiają dodatkową analizę liczby impulsów wyładowań niezupełnych (wnz). Zaawansowane metody analizy wnz stosowane wyłącznie przez producentów silników wykorzystują metodę rozdzielczo – fazową oraz rejestrację wnz przy wzroście i zmniejszaniu napięcia, co zasadniczo rozszerza możliwości określenia rodzaju uszkodzeń z wskazaniem ich typu – wtrącina powietrzna, rozwarstwienie izolacji, zanieczyszczenie powierzchniowe izolacji lub problemy ochrony przeciwwarzeniowej prowadzące do wnz ślizgowych [5].

Przykład diagnostyki silnika średniego napięcia

W celu przedstawienia sposobu oceny stanu technicznego silnika pokazano wyniki pomiarów dla silnika indukcyjnego o mocy 748 kW (prąd znamionowy 80 A) pracującego przy napięciu znamionowym 6,3 kV.

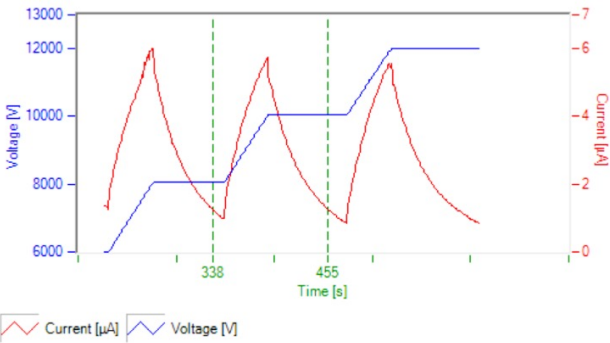
We wstępnych pomiarach impedancyjnych uzyskano dane zawarte w Tabeli 2, które wskazują na symetrię uzwojeń i ich prawidłowy stan techniczny.

wskaźnik diagnostyczny	L1 – L2	L2 – L3	L3 - L1	odchylenie od X_{avg} [%]	wartość średnia X_{avg}
rezystancja [mΩ]	454,2	454,9	455,6	0,15	454,9
impedancja f=60 Hz [mΩ]	21218	21227	21207	0,05	21217
kąt fazowy [°]	83,9	83,9	83,9	-	83,9
indukcyjność [mH]	55,962	55,958	55,934	0,06	55,961
tangens delta	0,107	0,107	0,107	-	0,107
współczynnik jakości QF	9,311	9,372	9,361	0,40	9,348

W pomiarach rezystancji izolacji wykonywanego łącznie dla układu izolacyjnego wszystkich 3 uzwojeń uzyskano dla przyłożonego napięcia 6 kV dość znaczną niestabilność, $R_{60}=4262\text{ M}\Omega$, $DAR(R_{60}/R_{15})=2,8$; $PI(R_{300}/R_{60})=2,41$.

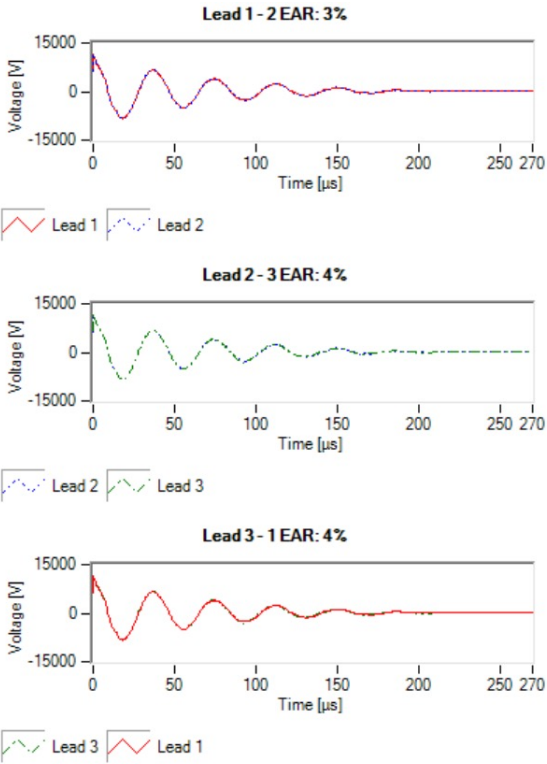
W próbie napięciem narastającym (rys. 1) poziom rezystancji dla: 6 kV wynosił 4262 MΩ, 8 kV – 7970 MΩ, 10 kV – 10276 MΩ i 12 kV – 9539 MΩ. Niestety podane wyniki oprócz stwierdzenia prawidłowego poziomu izolacji przekraczającej powszechnie przyjęty poziom krytyczny (np. według [2] 7 MΩ nie wnoszą dla obserwowanego przypadku silnika istotnych informacji diagnostycznych, które

być może pojawiłyby się przy porównywaniu wyników dla kolejnych faz (oczekuje się wówczas odchylenia nie przekraczającego 25%). Z uwagi na długą stałą czasową ($T>60\text{ s}$) towarzyszącą zmianie rezystancji w czasie obserwuje się na rysunku 1 ciągły wzrost rezystancji izolacji oraz utrzymywanie poziomu prądu upływowego nawet podczas zwiększania wartości napięcia.



Rys. 1. Przebieg prądu upływowego przy napięciu 8, 10 i 12 kV

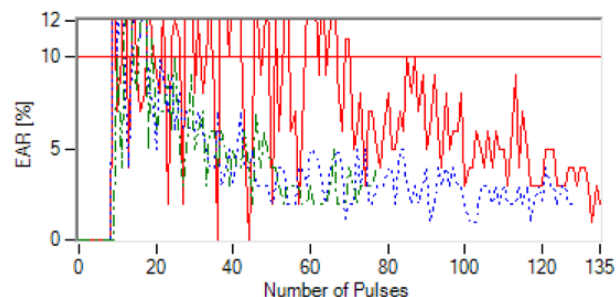
Dopiero badania udarowe przy napięciu 11 kV wskazują na podstawie porównania przebiegu napięcia udarowego przyłożonego do poszczególnych faz na uszkodzenie izolacji zwojowej bądź zewnętrznej powłoki. Z rysunku 2 przy badaniu ustalonym poziomem napięcia około 11,5 kV nie widać istotnych różnic pomiędzy stanem izolacji uzwojeń niezależnie od liczby przyłożonych udarów (1, 9 lub 21).



Rys. 2. Różnice w przebiegu napięcia oscylacyjnego dla izolacji uzwojeń L1-L2, L2-L3, L3-L1 przy amplitudzie udaru 11,5 kV

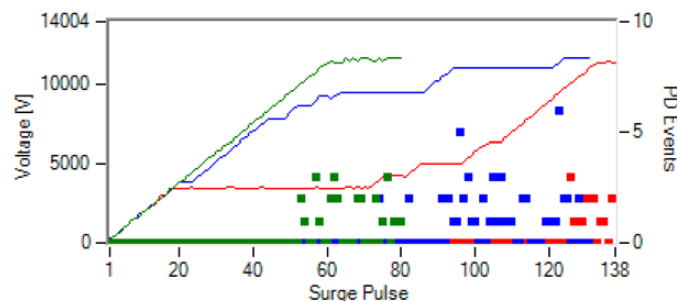
Tabela 2. Wyniki pomiarów impedancyjnych dla poszczególnych uzwojeń

Rys. 3. Różnice EAR Pulse to Pulse w przebiegu napięcia oscylacyjnego dla izolacji poszczególnych uzwojeń przy wzroście amplitudy uderów



Natomiast w próbie stopniowego zwiększania poziomu napięcia uderowego stwierdzono w jednej z faz zwarcia wewnętrzne międzyzwojowe (rys. 3). Występuje wówczas zauważalna znaczna anomalia EAR względem pozostałych faz. Powoduje to przy wyższych napięciach pojawianie się wyładowań niepełnych (rys. 4). Dla uderu w którym wystąpiło >5 impulsów wnz zarejestrowano poziom napięcia wzbudzenia o wartości 11100 V.

Rys. 4. Aktywność wnz w zależności od numeru przyłożonego uderu i występującego przy nim poziomu napięcia



Podsumowanie i wnioski

Prawidłowa diagnostyka izolacji silnika jest możliwa wyłącznie przy zastosowaniu kilku metod pomiarowych, które oprócz powszechnie stosowanych metod pomiaru rezystancji uzwojeń i izolacji powinny zostać rozszerzone o metody impulsowe najlepiej z opcją pomiaru wyładowań niepełnych.

Tradycyjne metody pomiaru impedancji uzwojeń i rezystancji izolacji są skuteczne wyłącznie przy znacznych uszkodzeniach układu izolacyjnego przy założeniu uwzględnienia temperatury izolacji i indywidualnego pomiaru dla poszczególnych uzwojeń oddzielnie dla izolacji doziemnej i międzyfazowej.

Wykonane pomiary pozwalały w szybki sposób stwierdzić, że przyczyną takich zachowań było zastosowanie na etapie produkcji wadliwych izolatorów. Ich wymiana i ponowne pomiary potwierdziły sprawność jednostki.

Zastosowanie diagnostyki izolacji silnika wieloma metodami pozwala na poprawnie ocenić wykonany remont, czy też stan silnika aby mieć pewność, że nie będzie przyczyną nieplanowego postoju produkcyjnego [7, 8].

Dla uzyskania wysokiej skuteczności diagnostyki konieczne jest gromadzenie i analizowanie wyników pomiarów przeprowadzanych w kolejnych badaniach kontrolnych.

Literatura

- [1] PN-EN IEC 60034-27-4:2018 Maszyny elektryczne wirujące. Część 27-4: Pomiar rezystancji izolacji i wskaźnika polaryzacji izolacji uzwojenia maszyn elektrycznych wirujących.
- [2] PN-E-04700:1998 „Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych
- [3] IEEE43-2000 (R2006) – IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery
- [4] Piotr Zientek, Waleria Łukaszewicz-Szmytka, metody badań izolacji głównej maszyn elektrycznych dużej mocy przy wykorzystaniu napięcia stałego, Maszyny Elektryczne - Zeszyty Problemowe Nr 2/2019 (122)
- [5] A. Kang, M. i inni, "Development and pattern identification of end-winding discharge under effect of relative humidity and temperature for HV motors" High Volt., 2020, Vol. 5 Iss. 4, pp. 434-443.
- [6] B. K. Gupta, G. C. Stone; J. Stein, "Stator winding hipot (high potential) testing", 2009 IEEE Electrical Insulation Conference, DOI: 10.1109/EIC.2009.5166381.
- [7] H. Kim i inni, Experience With Stator Insulation Testing and Turn/Phase Insulation Failures in the Power Generation Industry, IEEE Transactions on Industry Applications 2018, Volume: 54, Issue: 3
- [8] Glinka T.: Stan techniczny izolacji uzwojeń maszyn elektrycznych i ich parametry wyznaczone napięciem stałym. Prace Naukowe IMNiPE Politechniki Wrocławskiej Nr 48, 20/2000.
- [9] Instrukcja cyfrowego testera uzwojeń Baker DX.

Instalacje fotowoltaiczne w budownictwie wielorodzinnym

Konrad Seklecki
Leszek Litzbarski
Kuba Wójcik
Zuzanna Cieślikowska
Mirosław Włas
Jacek Grochowski
Politechnika Gdańska

Wstęp

W ostatnich latach można obserwować dynamiczne zmiany w sektorze energetycznym związane z tzw. „Europejskim Zielonym Ładem” [1]. Jednym z założeń ww. strategii jest obniżenie emisji gazów cieplarnianych poprzez zastępowanie elektrowni wykorzystujących paliwa kopalne odnawialnymi źródłami energii (OZE). W Polsce łączna moc elektrowni fotowoltaicznych w lipcu 2022 przekroczyła 10 GW, w czym dominujący udział mają instalacje o jednostkowej mocy nieprzekraczającej 50 kW [2]. Dotychczas instalacje fotowoltaiczne pojawiały się głównie na domach jednorodzinnych, jednakże zgodnie z Dyrektywą EPDB od roku 2028 wszystkie nowo wybudowane budynki będą musiały być wyposażone w takie instalacje [3]. Ponadto, zgodnie ze standardem WT 2021 [4], wskaźnik energii pierwotnej nieodnawialnej (EP) dla nowych i modernizowanych budynków wielorodzinnych nie może przekraczać $65 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{rok}$, co implikuje konieczność stosowania OZE. Powyższe przesłanki wskazują na to, że w najbliższym czasie będzie powstawało coraz więcej budynków wielorodzinnych wyposażonych w systemy fotowoltaiczne. Montaż paneli fotowoltaicznych na budynkach wielorodzinnych może stanowić wyzwanie dla projektantów, gdyż wymaga uwzględnienia różnych aspektów z dziedzin takich jak elektrotechnika, mechanika i bezpieczeństwo pożarowe. W niniejszym artykule opisano wpływ instalacji fotowoltaicznej na ryzyko strat odgromowych, obciążenia konstrukcji dachu i obciążalność ogniową w przypadku budynków wielorodzinnych. Dodatkowo wykonano analizę opłacalności takiej inwestycji. W celu uzyskania wiarygodnych wyników przeprowadzono obliczenia dla kilkunastu rzeczywistych obiektów zlokalizowanych w różnych regionach Polski.

Ryzyko strat odgromowych

Zgodnie z obowiązującą w Polsce normą PN-EN 63205-2 [5] ocenę ryzyka strat odgromowych przeprowadza się wykorzystując metodę analityczną bazującą na danych statystycznych dotyczących szkód wywołanych przez burze. Losowy charakter zjawisk piorunowych został uwzględniony poprzez zastosowanie elementów rachunku prawdopodobieństwa i teorii niezawodności. W Tabeli 1 zestawiono cztery typy strat odgromowych wraz z ich maksymalnymi tolerowanymi wartościami, przekroczenie których wiąże się z koniecznością zastosowania dodatkowych środków ochrony np. ochrona odgromowa (LPS), ochrona przeciwprzepięciowa (SPD) lub ochrona przeciwpożarowa.

Typ strat	Opis	Wartość tolerowana
L1	utrata życia ludzkiego	10 ⁻⁵
L2	utrata usługi publicznej	10 ⁻³
L3	utrata dziedzictwa kulturowego	10 ⁻³
L4	utrata wartości ekonomicznej	określana indywidualnie

Tabela 1. Typy strat odgromowych i ich tolerowane wartości zgodnie z normą PN-EN 63205-2 [5]

Algorytm szacowania ryzyka strat odgromowych został dokładnie przedstawiony w artykule [6], jednakże ze względu na jego złożoność w praktyce projektowej wykorzystuje się zazwyczaj specjalistyczne oprogramowanie np. DEHN Risk Tool będący częścią DEHNsupport Toolbox [7]. Analiza wykonana dla 13 budynków wielorodzinnych zlokalizowanych w Polsce północnej (gęstość wyładowań piorunowych N_g = 1.8) wykazała, że średni wzrost powierzchni zbierania budynku (Ad) związany z montażem modułów fotowoltaicznych na dachu obiektu wynosi 8.4%. Na potrzeby dalszych obliczeń przyjęto następujące założenia: budynki zlokalizowane są w środowisku miejskim (współczynnik środowiskowy C_{ex} = 0.1) i otoczone są obiektami o tej samej wysokości (współczynnik położenia C_d = 0.5). Pozostałe parametry dla konkretnych przypadków określono na podstawie danych z projektu budowlanego. Ryzyko strat odgromowych związanych z utratą życia ludzkiego (R1) po zainstalowaniu instalacji fotowoltaicznej wzrosło średnio o 4.9%, jednakże dla żadnego z budynków nie przekroczyło wartości tolerowanej. Analogiczne zachowanie odnotowano dla ryzyka utraty wartości ekonomicznej (R4). Przyczyn tego zjawiska należy upatrywać się w obecności LPS, który jest powszechnie instalowany na budynkach wielorodzinnych. Należy jednak pamiętać, że skuteczność działania systemów ochrony odgromowej uwarunkowana jest ich prawidłowym zaprojektowaniem i wykonaniem [8]. Montaż instalacji fotowoltaicznej na dachu obiektu wyposażonego w LPS implikuje konieczność jego przeprojektowania [9]. Wiąże się to najczęściej z koniecznością wymiany zwodów pionowych na wyższe i doбором odpowiednich odstępów separacyjnych [10].

Wpływ instalacji fotowoltaicznych na obciążenie dachu

Montaż instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku wiąże się ze wzrostem obciążenia konstrukcji. Ze względów bezpieczeństwa projektant powinien sprawdzić, czy dany obiekt wytrzyma dodatkowe obciążenia związane z zainstalowanymi modułami PV i ich osprzętem. W tym celu wykonuje się zazwyczaj obliczenia statycznego obciążenia konstrukcji Q_s, które można zdefiniować jako ciężar zainstalowanych komponentów. Takie podejście nie uwzględnia jednak obciążeń dynamicznych związanych z oddziaływaniem wiatru i śniegu, dlatego należałoby posługiwać się maksymalnym rzeczywistym obciążeniem (Q_r). Parametr ten moż-

na oszacować za pomocą wzoru [11]:

(1) $Q_r = Q_s + A \cdot (S + q_p(z))$,

gdzie A oznacza całkowite pole powierzchni zainstalowanych modułów PV, S – obciążenie śniegiem, q_p(z) - obciążenie wiatrem. Definicję obciążenia śniegiem można znaleźć w normie PN-EN 1991-1-3:2005 [12]:

(2) $S = \mu \cdot C_e \cdot C_t \cdot S_k$,

gdzie μ to współczynnik zależny od kształtu dachu, C_e – współczynnik ekspozycji, C_t – współczynnik termiczny. Parametr S_k jest wielkością charakterystyczną dla każdej z pięciu stref w Polsce (Tabela 2).

Strefa	S _k (kN/m ²)	Uwagi
1	0.007 · h – 1.4	S _k ≥ 0.7
2	0.9	-
3	0.006 · h – 0.6	S _k ≥ 1.2
4	1.6	-
5	0.93 · exp(0.00134 · h)	S _k ≥ 2.0
UWAGA h – wysokość nad poziomem morza (m)		

Tabela 2. Charakterystyczne wartości obciążenia śniegiem gruntu dla różnych stref w Polsce

Zagadnienia związane z obciążeniem wiatrem opisuje norma PN-EN 1991-1-4:2008 [13], w której można znaleźć równanie:

(3) $q_p(z) = c_e(z) \cdot q_b$,

gdzie c_e(z) to współczynnik ekspozycji zależny od rzeźby terenu, a q_b to bazowe ciśnienie prędkości wiatru będące wyróżnikiem każdej z trzech stref wiatrowych występujących w Polsce (Tabela 3)

Strefa	q _b (kN/m ²)	
	h ≤ 300 m	h > 300 m
1	0.30	0.30 · [1 + 0.0006 · (h - 300)] ²
2	0.42	0.42
3	0.30	0.30 · [1 + 0.0006 · (h - 300)] ² · [(20000 - h)/(20000 + h)]
UWAGA h – wysokość nad poziomem morza (m)		

Tabela 3. Wartości bazowe ciśnienia wiatru w Polsce

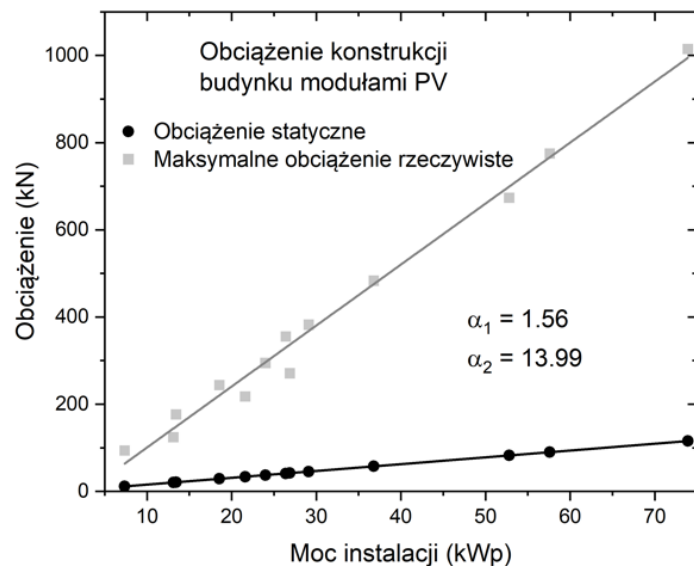
Wartości parametrów S_k i q_p(z) określono na podstawie lokalizacji analizowanych przypadków. Zmienną c_e(z) oszacowano korzystając z zależności dla IV kategorii terenu (obszar miejski):

(4) $c_e(z) = 1.5(z/10)^{0.29}$,

gdzie z oznacza wysokość konstrukcji wsporczej modułów fotowoltaicznych liczoną od gruntu. Na potrzeby przeprowadzanej analizy przyjęto następujące wartości pozostałych parametrów: C_e = 1 - normalna ekspozycja bez nadmiernego transportu śniegu przez wiatr; C_t = 1 – typowa wartość dla dachów budynków mieszkalnych; μ = 0.8 – współczynnik zależny od kąta nachylenia konstrukcji.

Rysunek 1 przedstawia zależność statycznego i maksymalnego obciążenia w zależności od mocy instalacji fotowoltaicznej (P). Maksymalne rzeczywiste obciążenie opisywane jest funkcją wielu zmiennych, dlatego obliczone warto-

ści odstają od typowej liniowej zależności obserwowanej w przypadku obciążenia statycznego. Ponadto wartości funkcji $Q_r(P)$ rosną około 9 razy szybciej niż w przypadku zależności $Q_s(P)$. Moc instalacji fotowoltaicznej jest zazwyczaj skorelowana z dostępną powierzchnią dachu i zapotrzebowaniem energetycznym obiektu. Oznacza to, że stosowanie obciążenia statycznego zamiast rzeczywistego w przypadku typowych budynków jednorodzinnych wiąże się z niewielkim niedoszacowaniem, jednakże dla budynków wielorodzinnych błąd w obliczeniach może mieć istotny wpływ na bezpieczeństwo.



Rys. 1. Porównanie obciążenia statycznego i rzeczywistego dla instalacji fotowoltaicznych o różnej mocy znamionowej

Wzrost zagrożenia pożarowego

Norma PN-B-02852:2001 [14] wprowadza pojęcie gęstości obciążenia ogniowego, którą można obliczyć ze wzoru:

$$(5) Q_{d,i} = \sum [Q_{ci} \cdot G_i / F],$$

Gdzie G_i to masa poszczególnych materiałów, Q_{ci} to ich ciepło spalania, a F oznacza powierzchnię strefy pożarowej. Parametr ten pozwala na określenie względnego czasu trwania pożaru, czyli czasu potrzebnego na spalenie materiałów palnych w danej strefie pożarowej. Badania eksperymentalne wykazały, iż ciepło spalania modułów fotowoltaicznych może wynosić 14.6 MJ/kg [15]. Przyjmując, że masa typowego modułu fotowoltaicznego wynosi 26 kg obliczono wzrost gęstości obciążenia ogniowego dla wybranych budynków wielorodzinnych. Średni wzrost wartości tego parametru oszacowano na $\Delta Q_{d,i} \approx 340$ MJ/m², co przy założeniu braku innych materiałów palnych na dachu budynku przekłada się na względny czas trwania pożaru wynoszący około 20 minut. Budynki wielorodzinne średniowysokie (4 do 9 kondygnacji) zgodnie z obowiązującymi przepisami [16] powinny być wykonane w klasie odporności pożarowej „B”, dla której nośność ogniową dachu (zdolność wytrzymania oddziaływania ognia przez określony czas) określono na $R = 30$ min. Montaż instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku wielorodzinnego nie powinien spowodować przekroczenia dopuszczalnej nośności ogniowej w przypadku pożaru, jednakże

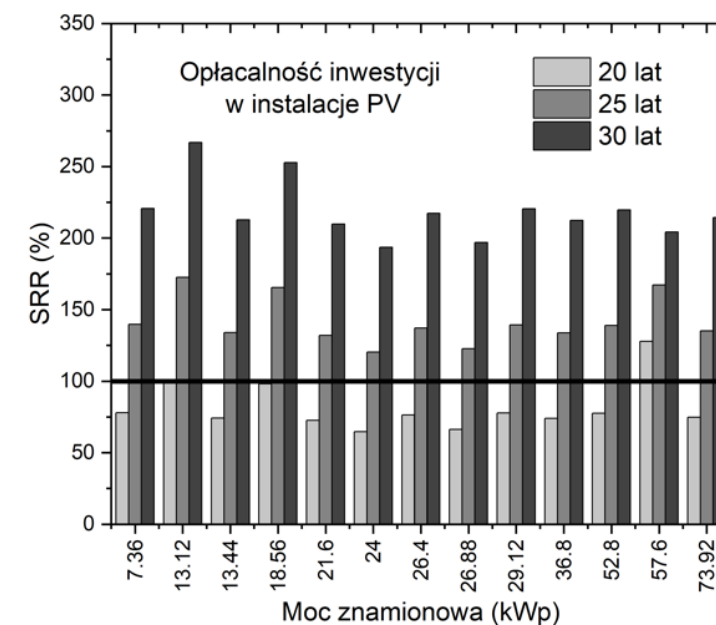
w trakcie projektowania należy uwzględnić, czy nie występują inne czynniki mogące spowodować taką sytuację.

Opłacalność inwestycji w instalacje fotowoltaiczne

Uzupełnienie opisanych powyżej eksperymentów stanowi analiza opłacalności inwestycji w instalacje fotowoltaiczne w przypadku budynków wielorodzinnych. W tym celu wykorzystano oprogramowanie BlueSol [17], które służy do kompleksowego projektowania systemów solarnych. Narzędzie to wspiera projektowanie zarówno od strony technicznej, optymalizacyjnej jak i ekonomicznej pozwalając na wierne odwzorowanie danej instalacji w oparciu o zintegrowany system CAD, wizualizację 3D oraz rzeczywiste dane dotyczące promieniowania słonecznego. Na potrzeby przeprowadzonych obliczeń przyjęto, że 50% kosztów inwestycji zostanie pokrytych dofinansowaniem z programu „Mój Prąd”, rozliczenie odbywa się na zasadzie opomiarowania netto, zapotrzebowanie własne na energię elektryczną wzrasta o 2 % rocznie, a średnia wartość inflacji w rozpatrywanym okresie wynosi 10%. Ponadto roczny koszt utrzymania systemu oszacowano na 1% wartości instalacji fotowoltaicznej. Średni czas zwrotu kapitału własnego przy powyższych założeniach wynosi 17.2 lat. Rysunek 4 przedstawia stopę zwrotu inwestycji (SRR) w system fotowoltaiczny po 20, 25 i 30 latach eksploatacji dla instalacji o różnych mocach znamionowych. Parametr SRR można zdefiniować w następujący sposób [18]:

$$(6) SRR = (K_n / I) \cdot 100\%$$

gdzie K_n to zysk netto, a I to nakład inwestycyjny.



Rys. 4. Stopa zwrotu inwestycji w instalacje PV w zależności od jej mocy znamionowej

Analizując wykres z Rys. 4 nie stwierdzono występowania korelacji pomiędzy mocą znamionową instalacji, a stopą zwrotu inwestycji. Wynika to najprawdopodobniej ze złożoności funkcji opisującej przepływy kapitałowe, na podstawie której wyliczany jest zysk netto. Na rentowność inwestycji duży wpływ mają takie czynniki jak lokalizacja budynku i stosunek zapotrzebowania na energię elektryczną do ilości wyprodukowanej energii przez instalację fotowoltaiczną. Czerwoną linią oznaczono wartość $SRR = 100\%$, która oznacza, że przychód z inwestycji jest wystarczający, aby pokryć koszt wykonania nowej instalacji (przy założeniu niezmienności jej ceny). Na podstawie danych z Rys. 20 można stwierdzić, iż po 20 latach jedynie w 1 przypadku uzyskano wyższą stopę zwrotu, a w dwóch kolejnych zbliżono się do wspomnianego progu. Przeprowadzony eksperyment wykazał, że ustaloną wartość graniczną dla każdej z rozpatrywanych instalacji uda się przekroczyć po 25 latach eksploatacji. Rozpatrując opłacalność inwestycji w instalacje fotowoltaiczną warto wziąć pod uwagę, że jej średni czas życia szacowany jest na 20 – 25 lat [19].

Podsumowanie i wnioski

Dotychczas instalacje fotowoltaiczne występowały głównie na budynkach jednorodzinnych, jednakże dyrektywa EPDB obliguje do ich montażu na obiektach wielomieszkaniowych. Wiąże się to z powstaniem nowego Projektowanie instalacji fotowoltaicznych stanowi wyzwanie ze względu na wieloaspektowy charakter tego zagadnienia, dlatego należy powierzać je specjalistom posiadającym odpowiednie uprawnienia i doświadczenie zawodowe. Poprawnie wykonany projekt takiej instalacji powinien uwzględniać jej wpływ na mechaniczne obciążenie i nośność ogniową konstrukcji dachu oraz oddziaływanie na inne systemy np. LPS. Ponadto należy oszacować rentowność inwestycji w kontekście spodziewanego czasu życia danej instalacji fotowoltaicznej.

Podziękowania dla firmy ERKON Projekt Sp. z o.o. za udostępnienie danych niezbędnych do analiz opisanych w niniejszym artykule.

Literatura

- [1] M. Sobołewski and others, "Europejski Zielony Ład--w stronę neutralności klimatycznej," *Infos zagadnienia społeczno-gospodarcze*, no. 9, pp. 1–4, 2020.
- [2] J. Popczyk, "Oddolna budowa energetycznej odporności elektroprosumenckiej JST w miejsce bezpieczeństwa energetycznego w schodzącej rządowej polityce energetycznej," *Biul. PPTE2050 nr*, vol. 1, p. 5, 2022.
- [3] P. Krysiak, "Najważniejsze zmiany w dyrektywach EPBD oraz EED wprowadzone dyrektywą 2018/844/EU," *Rynek Instal.*, 2018.
- [4] K. Koczergo and O. Niemyjski, "Wybrane aspekty poprawy efektywności energetycznej dostawy ciepła do budynków według standardów WT2021," *Instal*, 2020.
- [5] PN-EN 62305-2:2012 Ochrona odgromowa -- Część 2: Zarządzanie ryzykiem. 2012.
- [6] L. Litzbarski, M. Olesz, K. Seklecki, and M. Nowak, "Ryzyko strat odgromowych a systemy fotowoltaiczne," *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 293–295, 2023.
- [7] DEHN, *Poradnik Ochrony odgromowej*. Neumarkt, 2019.
- [8] Z. Flisowski, "Ochrona odgromowa obiektów budowlanych i ich wyposażenia," *Telekomun. i Tech. Inf.*, 2013.
- [9] H. Boryń, "Ochrona odgromowa fotowoltaicznych źródeł energii elektrycznej," *Zesz. Nauk. Wydz. Elektrotechniki i Autom. Politech. Gdańskiej*, pp. 21–26, 2010.

- [10] D. Głuchy, D. Kurz, and G. Trzmiel, "Instalacja odgromowa i ograniczniki przepięć w instalacjach fotowoltaicznych," *Pozn. Univ. Technol. Acad. Journals. Electr. Eng.*, 2015.
- [11] J. G. Konrad SEKLECKI, Leszek S. LITZBARSKI, Marek ADAMOWICZ, "PV installations and the safety of residential buildings," Unpublished.
- [12] PN-EN 1991-1-3:2005 - Eurokod 1 -- Oddziaływania na konstrukcje -- Część 1-3: Oddziaływania ogólne -- Obciążenie śniegiem. 2005.
- [13] PN-EN 1991-1-4:2008 - Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje -- Część 1-4: Oddziaływania ogólne -- Oddziaływania wiatru .
- [14] PN-B-02852:2001 -Ochrona przeciwpożarowa budynków -- Obliczanie gęstości obciążenia ogniowego oraz wyznaczanie względnego czasu trwania pożaru. 2001.
- [15] B. Liao, X. Ju, D. Lai, and L. Yang, "Experimental study of combustion characteristics of PET laminated photovoltaic panels by fire calorimetry," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 253, p. 112242, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112242>.
- [16] Dz.U.2022.0.1225 t.j. - Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie..
- [17] K. Kut Paweł and Nowak, "Design of photovoltaic systems using computer software," *J. Ecol. Eng.*, vol. 20, no. 10, pp. 72–78, 2019.
- [18] E. Garabitos Lara, "Techno-economic model of nonincentivized self consumption with residential PV systems in the context of Dominican Republic: A case study," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 68, pp. 490–500, 2022.
- [19] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, and V. Sambou, "Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review," *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 140–151, 2013,

Zastosowanie transformatorów z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów dla regulacji napięcia w sieci nn. Doświadczenia eksploatacyjne

Łukasz Kajda
Sebastian Samul
Instytut Energetyki Instytut Badawczy
Oddział Gdańsk

Wstęp

Dynamiczny wzrost ilości mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) wywołuje obserwowany od kilku lat problem przekraczania wartości napięć w sieci niskiego napięcia (nn) powyżej wartości dopuszczalnych i asymetrię napięć fazowych, skutkujące spontanicznym wyłączaniem i załączaniem falowników PV.

Jednocześnie obserwuje się spadki napięcia poniżej wartości dopuszczalnych w sieciach z dużymi obciążeniami. Prowadzi to także do znacznych różnic napięć w obserwowanych w tej samej chwili w różnych punktach sieci, zasilanej ze wspólnej stacji SN/nn.

Niniejszy artykuł stanowi podsumowanie ponad dwuletnich prac nad opracowaniem systemu sterowania napięciem sieci nn w oparciu o transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów (PPZ) zainstalowanym w stacji SN/nn, który wypracowuje nastawę w oparciu o pomiary w głębi sieci nn pozyskiwane z liczników AMI.

Geneza zagadnienia

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (ptpiree.pl), skupiające m.in. spółki dystrybucyjne (OSD), w połowie roku 2023 r. do krajowej sieci energetycznej były przyłączone mikroinstalacje o mocy ponad 10 GW, co stanowi ok. 15% mocy zainstalowanej w krajowym systemie energetycznym [1]. Problem wynikający z istnienia tej generacji wskazano w pierwszym akapicie wstępu.

W ciągu ostatnich lat zaproponowano kilka rozwiązań mających zaradzić problemowi utrzymania napięć w zakresie dopuszczalnym, m.in.:

- regulację napięcia na transformatorze w GPZ, w oparciu o pomiar przepływu mocy przez transformator (sterowanie obszarowe) [2];
- symetryzację i stabilizację napięcia w oparciu o urządzenia ALVR działające na zasadzie falownika włączonego szeregowo w linię nn [3];
- układy z transformatorami dodatkowymi [4];
- transformatory symetryzujące [5];
- transformatory sieciowe z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów [6].

Przedstawione w artykule rozwiązanie techniczne stanowi rozwinięcie idei regulacji napięcia z wykorzystaniem transformatora z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów (PPZ, ang. *OLTC – On Load Tap Changer*), gdzie pomiar napięcia realizowany jest w wielu punktach w głębi sieci nn i pochodzi z elektronicznych liczników konsumentów i prosumentów włączonych do scentralizowanego systemu odczytowego (AMI).

Koncepcja rozwiązania technicznego i układ sterowania powstały jako element realizacji zadania realizowane w ramach projektu europejskiego *EUniversal Horizon 2020* [7]. Celem projektu było przygotowanie platformy informatycznej i rozwiązań sprzętowych dla przetestowania możliwości przyszłego świadczenia usług elastyczności przez i na rzecz podmiotów działających na rynku energetycznym. W obszarze nn usługami elastyczności mogą być np. ograniczenie produkcji bądź konsumpcji energii w okresach deklarowanych przez konsumentów i prosumentów.

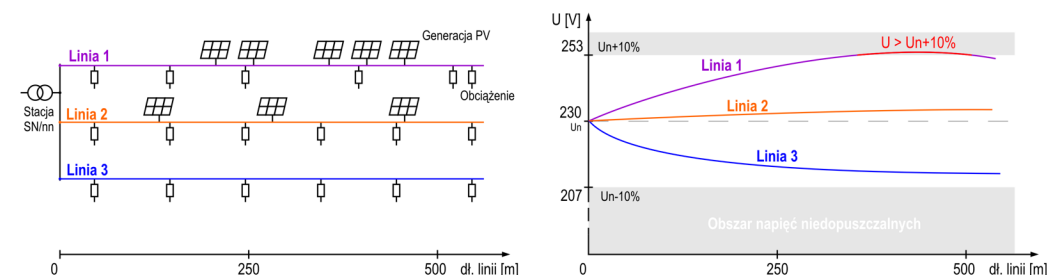
Dla świadczenia usług konieczne jest zapewnienie m.in. obserwowalności i sterowania elementami sieci energetycznej. W tym zakresie projekt obejmował przygotowanie demonstratora, w powstanie którego zaangażowane było konsorcjum firm: Energa Operator (lider), Instytut Energetyki Oddział Gdańsk oraz Mikronika. W zakresie prac było opracowanie, zaprojektowanie i wybudowanie tzw. elastycznych stacji (ang. *FS – Flex Station*) wyposażonych w układy telemechaniki i sterowania napięciem z wykorzystaniem transformatora z PPZ. Powstały trzy stacje. Dwie słupowe, w miejscowościach Linia (nieдалеко Wejherowa) i Czajków (rejon Ostrowa Wlkp.) oraz jedna wewnątrzowa w Mławie.

Koncepcję tych stacji omówiono w literaturze [8], w materiałach konferencyjnych [9][10], jak również na konferencji GDE w latach 2021 i 2022.

Istotnym jest, że celem zastosowania regulacji PPZ było nie tylko ograniczenie wyłączeń falowników instalacji fotowoltaicznych (PV), ale także oszacowanie możliwości przyłączenia kolejnych instalacji PV do tej sieci (określenie pojemności sieci) oraz elastyczne sterowanie i stabilizacja napięcia.

Algorytm regulacji

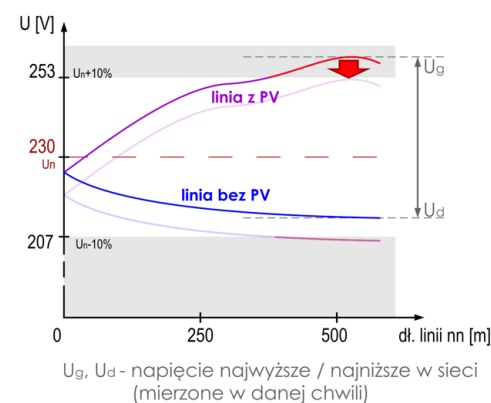
Problem przekraczania napięć w sieci nn pokazano na Rys. 1. Obecność generacji (PV lub innej) powoduje wzrost napięcia w linii. Natomiast w linii obciążonej, przy braku generacji, napięcie maleje wraz z oddalaniem od źródła zasilania (stacji SN/nn). Na poziomy napięcie w sieci mają również wpływ przekroje i długości linii.



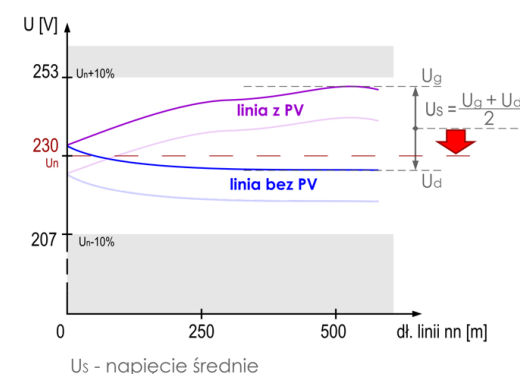
Rys. 1. Napięcia w głębi sieci nn przy dużym nasyceniu PV

Dla likwidacji problemu przyjęto dwa kryteria regulacji napięcia wykorzystujące transformator z PPZ:

1. eliminacja przekroczeń poza zakres $\pm 10\%$ napięcia znamionowego U_n (Rys. 2) – regulacja szybka,
2. utrzymanie napięcia w sieci na poziomie znamionowym (Rys. 3) – regulacja wolna.



Rys. 2. Algorytm eliminacji przekroczeń



Rys. 3. Algorytm utrzymania napięcia znamionowego

Kryterium eliminacji przekroczeń ma priorytet wyższy i musi uwzględniać powiązane ze sobą warunki dodatkowe:

- Jeśli różnica napięć między napięciem najwyższym i najniższym jest większa niż zakres określony progami $\pm 10\% U_n$ (46 V) istotniejsza jest eliminacja przekroczeń powyżej 253 V kosztem dopuszczenia do obniżenia napięcia poniżej 207 V w innych miejscach sieci.
- Jeśli w jakimś punkcie sieci napięcie jest niższe niż 207 V, algorytm najpierw powinien sprawdzić, czy podniesienie napięcia w sieci nie spowoduje przekroczenia górnego progu 253 V w innym jej punkcie.

Kryterium utrzymania napięcia znamionowego opiera się na obliczaniu napięcia średniego U_s (z pomiarów napięcia najwyższego U_g i najniższego U_d w danej chwili) i przełączania zaczepów w kierunku minimalizacji różnicy między wyliczonym napięciem średnim U_s . W praktyce, aby nie dopuścić do nadmiernej liczby przełączeń, należy określić strefę nieczułości i zwłokę czasową między kolejnymi przełączeniami. Gdy napięcie U_s znajdzie się w strefie nieczułości wokół U_n , kolejne przełączenia nie są wykonywane do czasu wyjścia poza strefę. Kryterium eliminuje również niektóre potencjalne przekroczenia $\pm 10\% U_n$, zanim w istocie do nich dojdzie.

Ponadto należy wziąć pod uwagę minimalny czas między przełączeniami. W danych katalogowych zastosowanego przełącznika [6] określono trwałość PPZ na 500 tys. przełączeń. Przyjmując średni okres eksploatacji 25 lat oraz założenie, że większość przełączenia będą wykonywane w miesiącach ciepłych (kwiecień – wrzesień) i w godzinach dziennych (12 h), minimalny czas między przełączeniami nie powinien być krótszy niż ok. 6 minut.

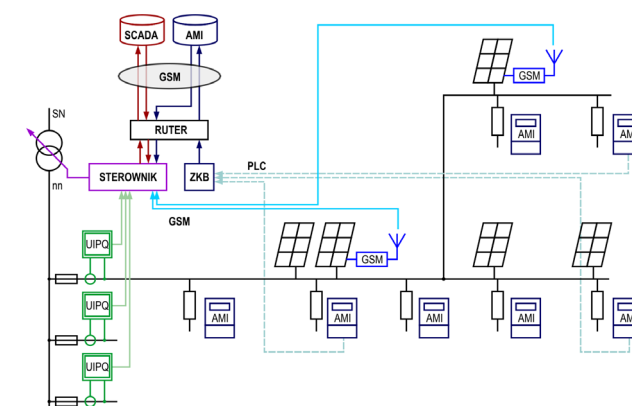
Pomiary w głębi sieci nn

Zespół sterowania dostarczany z PPZ posiada własny algorytm regulacji, korzystający z pomiaru napięcia w miejscu instalacji (w stacji). Pomiar ten jest niewystarczający skutecznego wdrożenia opisanego algorytmu i konieczne jest dokonywanie pomiarów w głębi sieci. Zespół sterowania PPZ pozwala na przełączanie zaczepów poleceniami z urządzenia zewnętrznego (np. sterownika stacyjnego). W literaturze przedstawione są m.in. układy, w których napięcia mierzone są w złączach kablowych i transmitowane do stacji łączem GSM [11].

W tym rozwiązaniu zaproponowano wykorzystanie pomiarów z liczników AMI zainstalowanych u odbiorców. Liczniki te, poza energią, mierzą i udostępniają również napięcia fazowe, z wystarczającą rozdzielczością, tj. 1 V. Pomiary te są dostępne właściwie we wszystkich punktach sieci, w tym krytycznych, tj. w miejscach przyłączenia generacji (napięcia najwyższe) i na końcach linii, obciążonych bez generacji (napięcia najniższe).

Dla skutecznej eliminacji przypadków odłączania falowników na skutek przekroczenia napięcia progowego 253 V (pierwszy stopień zabezpieczenia nadnapięciowego) konieczne jest mierzenie napięcia z rozdzielczością czasową około 1 minuty, ponieważ wyłączenie falownika następuje w czasie nie dłuższym niż 10 minut od przekroczenia progu [12]. Napięcie w falowniku jest obliczane jako wartość skuteczna uśredniona w oknie 10 minutowym.

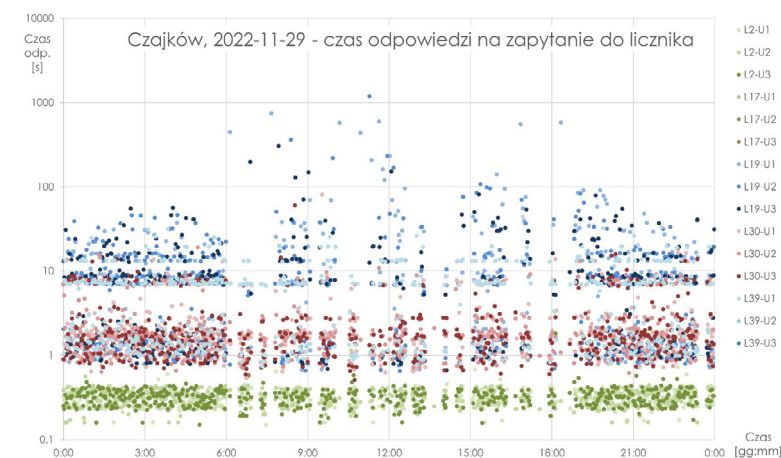
Odczyt liczników AMI realizowany jest w technice PLC (ang. *Power Line Communication*), czyli z transmisją sygnałów w przewodach roboczych linii nn, w pasmie częstotliwości 3-95 kHz (tzw. pasmo CENELEC A). Mimo obowiązywania normy [13] na poziom zakłóceń w tym pasmie, obserwuje się przerwy w odczycie liczników. W związku z tym, jako alternatywne źródło pomiarów, przewidziano zastosowanie mierników na odejściach nn w stacji SN/nn. Ponadto w jednej z lokalizacji nawiązano współpracę z kilkoma prosumentami celem zdalnego odczytywania napięć z ich falowników przez łącze GSM. Schemat systemu odczytowego pokazano na Rys. 4.



Rys. 4. Infrastruktura pomiarowa

Ze względu na wymogi cyberbezpieczeństwa (rozdzielną infrastrukturę AMI i dyspozytorskiej - SCADA), dane z liczników AMI, odczytywane przez lokalny koncentrator w stacji (ZKB – zestaw koncentratorowo-bilansujący), nie są dostępne dla sterownika bezpośrednio (oba urządzenia przyłączone są do wspólnego routera), ale pośrednio – przez serwer AMI spółki energetycznej.

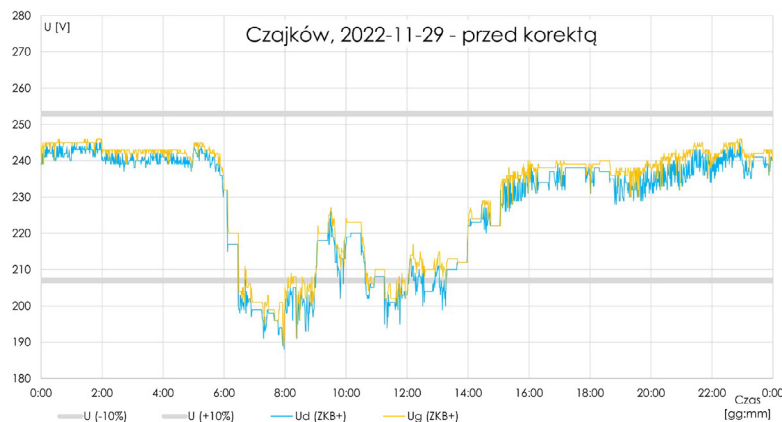
Z uwagi na specyfikę dostępu do danych AMI (brak możliwości jednoczesnego odczytywania dużej liczby liczników celem automatycznego wyboru napięć skrajnych) w projekcie dokonano analizy sieci nn i wskazano krytyczne miejsca pomiarów. Następnie wykonano próby odczytu liczników znajdujących się w tych punktach oraz liczników sąsiednich. Ostatecznie dla każdej lokalizacji wyselekcjonowano kilka (5-7) liczników, dla których możliwy był bieżący odczyt, tzn. odpowiedzi na zapytanie przychodziły w czasie krótszym niż 1 minuta. Na Rys. 5 pokazano przykład statystycznego rozkładu czasu odpowiedzi na zapytanie o napięcie z 5 liczników w miejscowości Czajków w dniu 29 listopada 2022 r. Poza licznikiem L17, który odpowiadał bardzo rzadko, większość pomiarów była dostępna w sterowniku w czasie ok. 10 s od zapytania. Jednakże widoczne są okresowe przerwy w odczytach z pozostałych liczników.



Rys. 5. Statystyka odczytu liczników AMI

Badania modelowe

W okresie od listopada roku 2022 do stycznia roku następnego rejestrowano pomiary z wybranych przednio liczników energii i na tej podstawie wyznaczono początkowe nastawy do regulacji. Ze względu na brak generacji w okresie badań jako źródło pomiarów przyjęto lokalizację Czajków, w której zaobserwowano regularne spadki napięcia poniżej progu 207 V, spowodowane załączaniem energochłonnych maszyn w okolicznych firmach (m.in. produkcja palet). Przykład rejestracji napięcia z tego samego dnia 29 listopada 2022 r. pokazano na Rys. 6. Przebieg w kolorze pomarańczowym odzwierciedla pomiar najwyższy (U_g), a w niebieskim – najniższy (U_d) w danej minucie.



Rys. 6. Pomiar napięcia w dniu 29.11.2022 r.

Pomiary są z rozdzielczością minutową. W okresach, w których nie odczytano liczników (widoczne na Rys. 5) symulowane jest utrzymanie napięcia, z minuty poprzedniej.

Na Rys. 7 pokazano symulację działania PPZ dla utrzymania napięcia wg zaproponowanych kryteriów. Przyjęto następujące nastawy algorytmu regulacji:

- szerokość strefy nieczułości: $\pm 3\% U_n$ (regulacja wolna),
- czas zwłoki regulacji wolnej: 10 minut,
- progi dla eliminacji przekroczeń: $\pm 10\% U_n$ (regulacja szybka),
- czas zwłoki regulacji szybkiej: 6 minut.

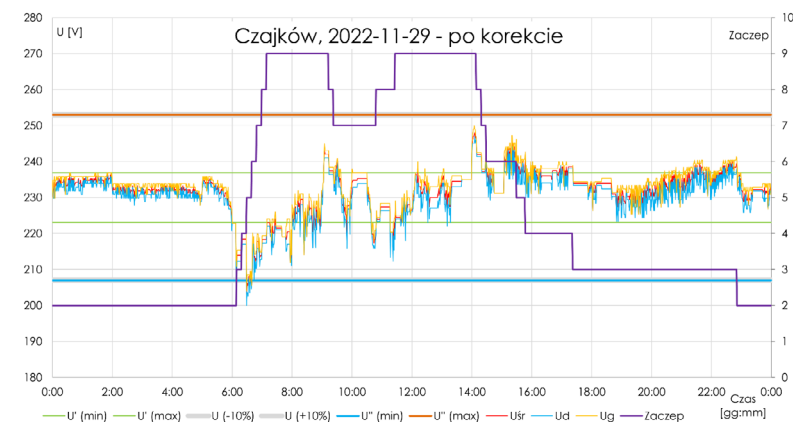
Czasy zwłoki liczone są od chwili przekroczenia danego progu. Jeśli napięcie wróci do obszaru dopuszczalnego przed upływem nastawionego czasu, licznik jest kasowany (przekroczenie musi występować przez cały nastawiony czas).

Przebieg napięć U_g i U_d po regulacji uwidoczniono liniami w kolorach pomarańczowym i niebieskim (jak poprzednio). Linią czerwoną wykreślono napięcie średnie U_s . Strefę nieczułości wokół U_n oznaczono liniami w kolorze zielonym, a progi regulacji szybkiej – liniami w kolorach pomarańczowym i niebieskim (pogrubianymi).

Linia fioletowa odwzorowuje pozycję przełącznika zaczepów [6], który został zastosowany na obiektach. Modelowany przełącznik ma 9 zaczepów i reguluje napięcie liniowo, ze stałym krokiem, w zakresie $\pm 8\% U_n$. Różnica między ko-

lejnymi zaczeпами wynosi 4,6 V. Zaczepep neutralny, odpowiadający przekładni znamionowej 15,75 kV / 420 V, ma nr 5.

Wynik symulacji jest zgodny z oczekiwaniami. Znaczna obniżka napięcia (190 V) kilka minut po godzinie 6:00 została zlikwidowana ze zwłoką wynikającą z nastawy regulacji szybkiej. W dalszej części dnia napięcie utrzymywane jest w strefie nieczułości. Oczekiwano, że układ rzeczywisty będzie zachowywał się podobnie.



Rys. 7. Symulacja regulacji, Czajków 29.11.2022 r.

Wyniki działania

Urządzenia zostały zainstalowane i uruchomione na przełomie wiosny i lata 2023 r. z nastawami wyznaczonymi w trakcie badań modelowych. W pierwszych tygodniach eksploatacji uwidocznił się problem zbyt dużej zwłoki w reakcji na przekroczenia górnego progu napięcia w regulacji szybkiej ($+10\% U_n$). Na podstawie przebiegów napięć oceniono, że dochodzi do wyłączenia falowników u prosumentów, zanim algorytm regulacji PPZ przełączy zaczepep na niższy. Takie działanie było wynikiem różnicy między algorytmem PPZ (trwałe przekroczenie przez nastawiony czas) a sposobem działania zabezpieczenia nadnapięciowego w falowniku [12].

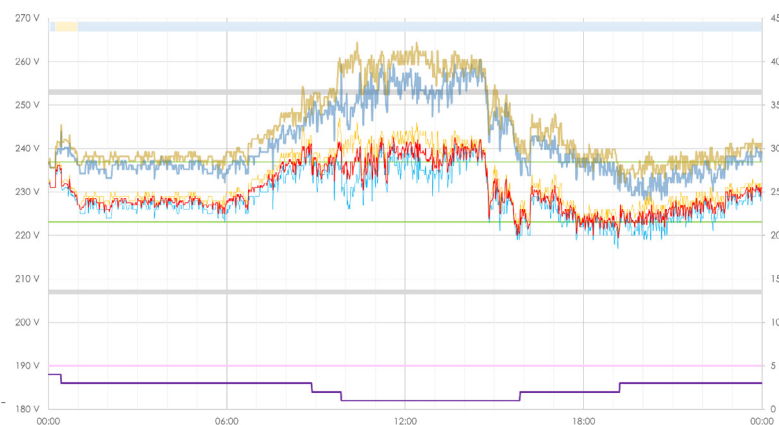
W toku badań zdecydowano o zmianie sposobu działania regulacji szybkiej i zastosowano algorytm '2 z 3'. Przełączenie następuje, jeśli w ciągu trzech minut nastąpią dwa przekroczenia napięć poza strefę $\pm 10\% U_n$, przy jednoczesnej rozdzielczości czasowej pomiarów. Oznacza to, że przełączenie nastąpi w ciągu 2 lub 3 minut od przekroczenia progu. Zasada działania i nastawy regulacji wolnej pozostały bez zmian.

Na kolejnych rysunkach zaprezentowane zostaną przykłady działania zmodyfikowanego algorytmu, obserwowane w dniach 11-17 września 2023 r. Dla zobrazowania wyników wykonano matematycznie czynność odwrotną w stosunku do przeprowadzonych wcześniej symulacji i odtworzono przebieg napięć, dla przekładni znamionowej (zaczepep nr 5). Na wszystkich rysunkach zastosowano kolory:

- Pomarańczowy i niebieski – napięcia mierzone U_g i U_d , oraz symulacja tych napięć dla przekładni znamionowej (pogrubione i przyciemnione)
- czerwony – napięcie średnie U_s (liczone z U_g i U_d),

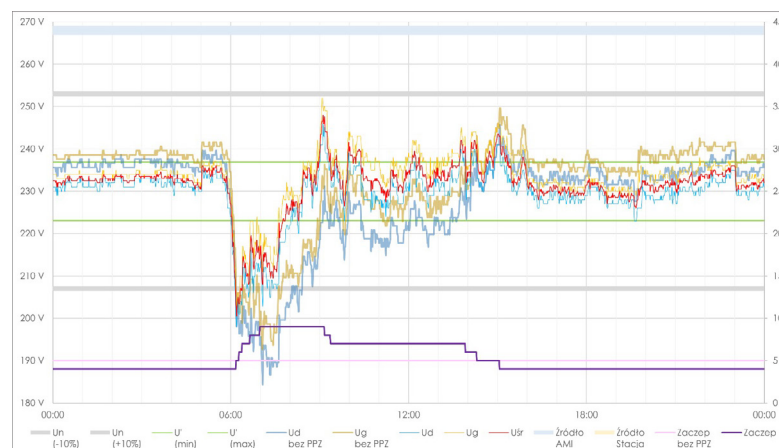
- zielony – strefa niezczułości $\pm 3\% U_n$,
- szary – strefa napięć dopuszczalnych $\pm 10\% U_n$,
- fioletowy i różowy – zaczepek nastawiony i zaczepek 5,
- niebieski i żółty (pas w górnej części wykresu) – źródło pomiarów (liczniki AMI albo mierniki w stacji SN/nn).

Na Rys. 8 pokazano działanie układu regulacji napięcia w stacji Linia Szkoła, w dniu 17 września (niedziela). Regulacja przebiega prawidłowo (linia czerwona), napięcie mieści się w strefie niezczułości (zielone linie). Przełącznik pracuje w zakresie od 1 do 4 zaczepu, a więc w obszarze obniżania napięcia o 4-14 V. Brak regulacji PPZ (lub ustawienie na stałe na zaczepie 5 – linia różowa) spowodowałby przekroczenia napięcia w godzinach od 10-15, o ok 10 V, skutkujące wyłączeniem falowników u prosumentów.



Rys. 8. Regulacja PPZ, Linia Szkoła 17.09.2023 r.

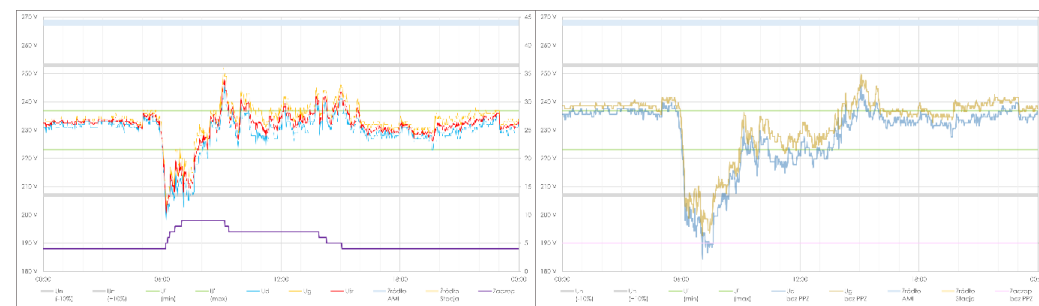
Praca układu regulacji w miejscowości Czajków przedstawiona jest na Rys. 9 (13 września 2023 r., środa). Jest to dzień roboczy, wyraźnie widoczne jest znaczne obniżenie napięcia o godzinie 6 rano, gdy pracę rozpoczynają lokalne przedsiębiorstwa produkcyjne.



Rys. 9. Regulacja PPZ, Czajków 13.09.2023 r.

Moment załączania maszyn dokładniej pokazano na Rys. 10. Po lewej stronie pokazana jest praca PPZ. Najpierw regulator szybko podnosi napięcie z poziomu 200 V do strefy niezczułości wokół U_n (5 kroków, od 4 do 9). Około godziny 10-tej widoczne jest uruchomienie generacji fotowoltaicznych i skok napięcia ponad strefę niezczułości, na jest skutek wcześniejszego podniesienia napięcia o godzinie 6 rano. Regulator redukuje ten skok przełączając transformator na zaczepek 7.

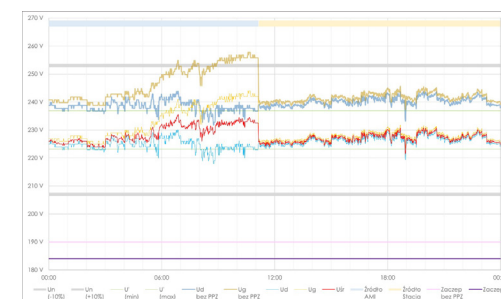
Po prawej stronie Rys. 10 przedstawiona jest symulacja braku regulacji. Obniżka napięcia poniżej 207 V trwa znacznie dłużej (ponad 2 godziny).



Rys. 10. Regulacja PPZ, Czajków 13.09.2023 r. godz. 6:00

Działanie układu regulacji w Mławie pokazano na Rys. 11 (również 13 września 2023 r., środa). Ta lokalizacja jest szczególnie interesująca, gdyż jedna z linii nn długości kilkuset metrów zasila osiedle ok 50 domów szeregowych, a na dachu każdego z nich zabudowana jest instalacja fotowoltaiczna. Sumaryczna moc instalacji PV wynosi ponad 400 kW. Analiza długookresowa (od lipca do września 2023 r.) pokazała, że transformator przez cały czas pracuje na zaczepach 1-3 (w zakresie obniżania napięcia). W prezentowanym dniu transformator pracował na zaczepie 2 i napięcie średnie (linia czerwona) mieściło się w granicach strefy niezczułości.

Interesujący moment to godzina 11. Nastąpiła utrata komunikacji z licznikami AMI, i układ regulacji przełączył się na pomiary ze stacji (górny pas na wykresie). Uwidacznia się tu korzyść z pomiarów w głębi sieci – w pomiarach stacyjnych nie widać różnic napięć które występują w sieci. W szczególności nie uwidacznia się podwyższone napięcie najwyższe w sieci (U_g) spowodowane załączeniem generacji fotowoltaicznych (linia żółta, wąska) i wzrost napięcia średniego (linia czerwona). Napięcia w stacji mają wartość ok. 225 V, z niewielkim rozrzutem związanym z asymetrią faz. Przy braku PPZ następuje przekroczenie progu 253 V (linia żółta pogrubiona).



Rys. 11. Regulacja PPZ, Mława 13.09.2023 r.

Wnioski

Układ regulacji z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów w transformatorze SN/nn prawidłowo reguluje napięcie w sieci reagując na zmiany generacji i obciążeń. Kluczową rolę odgrywa tu działanie algorytmu w oparciu o pomiary napięć w głębi sieci.

Pomiary z liczników AMI są skutecznym źródłem napięć dla algorytmu regulacji z rozdzielczością jednominutową, mimo obserwowanych przerw w łączności PLC.

W przypadku zaniku danych z liczników AMI lub innego źródła z głębi sieci, regulator musi przełączyć się na pomiary napięć w stacji. W tym pomiarze nie uwidaczniają się lokalne wzrosty i spadki napięć, więc regulacja musi uwzględnić większe marginesy bezpieczeństwa.

Z obserwacji wynika, że w analizowanych lokalizacjach jest jeszcze możliwość włączenia generacji fotowoltaicznej (np. Czajków).

Przy doborze nastaw algorytmu regulacji (sposób wyliczenia wartości kryterialnej, poziom napięcia progowego, czas zwłoki) należy wziąć pod uwagę dynamikę zmian napięcia wywołaną warunkami lokalnymi danej sieci.

Literatura

- [1] <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce> (dostęp 19.10.2023 r.),
- [2] Wcisło R., Regulacja napięcia w stacjach WN/SN uwzględniająca wpływ OZE, III Konferencja Linie i stacje elektroenergetyczne, PTPIREE, 5-6 października 2022 r., Wisła,
- [3] Krzemiński Z., Warunki wykorzystania mikroinstalacji OZE do stabilizacji napięcia w sieciach nn, III Konferencja Linie i stacje elektroenergetyczne, PTPIREE, 5-6 października 2022 r., Wisła,
- [4] ASTAT Sp. z o.o., A. Eberle GmbH & Co. KG, System regulacji niskiego napięcia LVRSys™, Karta danych technicznych,
- [5] <https://www.ensto.com/pl/dystrybucja-energii/phase-balancer/> (dostęp 19.10.2023 r.),
- [6] Maschinenfabrik Reinhausen, On-load tap-changer with motor-drive unit ECOTAP® VPD® III 30D-24 / MD&C, Operating Instructions, 8209941/00 EN
- [7] <https://euniversal.eu/poland/> (dostęp 19.10.2023 r.),
- [8] Babś A., Kajda Ł., Tarasiuk M., Matuszewicz M., Nowoczesna stacja energetyczna SN/nn jako narzędzie do świadczenia usług elastyczności, Przegląd Elektrotechniczny, 2/2022,
- [9] Babś A., Kajda Ł., Noske S., Matuszewicz M., Voltage regulation in the LV network with variable generation based on online measurements from smart meters with the use of the on-load tap changer, 27th International Conference on Electricity Distribution CIGRE 2023, Paper No 880, Rome, 12-15 June 2023,
- [10] Kajda Ł., Matuszewicz M., FlexSubStation, Stacja transformatorowa SN/nn zapewniająca monitorowanie i sterowanie siecią nn, odpowiedź na nowe wyzwania wynikające z transformacji rynku energii, III Konferencja Linie i stacje elektroenergetyczne, PTPIREE, 5-6 października 2022 r., Wisła,
- [11] Pawlicki B., Pizzutto F., Latosiński M., Kluszczyński K., Smejda K., Rozwój sieci z wykorzystaniem transformatorów SN/nn wyposażonych w podobciążeniowe przełączniki zaczepów z automatyką ARN,
- [12] Janiga K., Overvoltage protection of PV microinstallations – regulatory requirements and simulation model, IAPGOŚ 2/2021,
- [13] PN-EN 50065-1 Transmisja sygnałów elektrycznych niskiego napięcia w zakresie częstotliwości od 3 kHz do 148,5 kHz. Część 1: Wymagania ogólne, zakresy częstotliwości i zaburzenia elektromagnetyczne.

Realizacja układu SZR na bazie sterownika PLC WAGO PFC200

Andrzej Augusiak
Remigiusz Izbaner
Jakub Labudda
Politechnika Gdańska

Wstęp

Układy Samoczynnego Załączania Rezerwy (układy SZR) służą do automatycznego przełączania podstawowego i rezerwowych źródeł zasilania elektrycznego w sytuacji wykrycia zaniku zasilania. W ten sposób zapewniają ciągłość zasilania odbiorców o podwyższonych wymaganiach w zakresie niezawodności dostaw energii elektrycznej. Układy SZR instalowane są zazwyczaj w stacjach i rozdzielniach elektroenergetycznych, w tym w stacjach ważniejszych odbiorców użyteczności publicznej, rozdzielniach potrzeb własnych elektrowni, rozdzielniach przemysłowych itp.

Opisany układ SZR powstał z wykorzystaniem sterownika PLC WAGO PFC200 i umożliwia m.in.:

- automatyczne przełączanie zasilania pomiędzy źródłem podstawowym, a dwoma źródłami rezerwowymi,
- automatyczne przełączanie powrotne na zasilanie podstawowe,
- ręczne (miejscowe lub zdalne) sterowanie aparaturą w rozdzielni, w tym
- blokady logiczne aparatów przed załączeniem źródeł do pracy równoległej, obsługa wyłączenia pożarowego aparatów za pomocą „głównego wyłącznika prądu”.

Rozwiązanie powstało w ramach pracy dyplomowej inżynierskiej *Budowa układu SZR z wykorzystaniem sterownika PLC i jego uruchomienie w systemie zasilania Laboratorium LINTE²*, przygotowywanej aktualnie na Politechnice Gdańskiej.

Przemysłowe układy SZR w elektroenergetyce

Firmy produkujące sprzęt i urządzenia elektryczne oferują szeroką gamę przemysłowych układów automatyki SZR. Wśród nich na uwagę zasługuje układ SZR typu MAX-ISX oferowany przez firmę Eaton do zapewnienia ciągłości zasilania odbiorców energii elektrycznej w sieciach niskiego napięcia.

Układ SZR z modułem automatyki typu MAX-ISX może być zbudowany z dwóch lub trzech aparatów wykonawczych (wyłączników lub rozłączników) o prądzie znamionowym od 40 A do 6300 A. Automatyka sterownika SZR pozwala na wybór pracy układu według jednego z siedmiu diagramów zasilania.

Układy zasilania zbudowane z wykorzystaniem modułu MAX-ISX działają w wyniku pobudzenia podnapięciowego i realizują przełączenie źródeł zasilania przy przerwach w zasilaniu trwających dłużej niż 1 sekundę, przy czym czas reakcji SZR na zanik napięcia można dopasować do działania urządzeń zasilających i odbiorczych.

Do działania urządzeń zasilających i odbiorczych można również dopasować czas reakcji SZR na powrót napięcia.

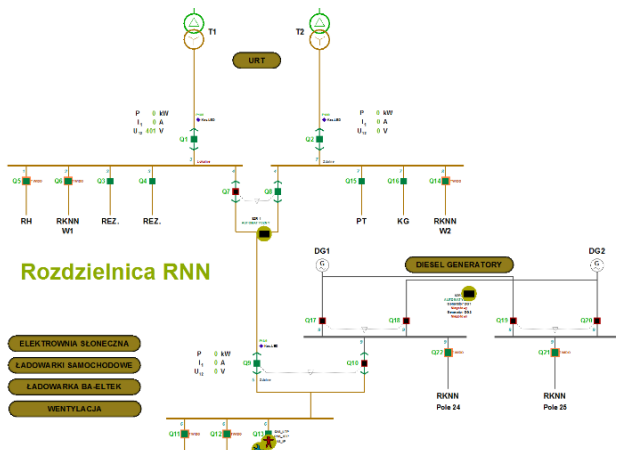
Istniejący układ SZR w Laboratorium LINTE^2

Istniejący układ SZR zbudowany jest z dwóch współpracujących ze sobą podukładów: SZR1 i SZR2. Każdy z nich steruje odrębną częścią układu zasilania oraz posiada osobne fizyczne przyciski funkcyjne.

Podukład SZR1 zbudowany jest na bazie sterownika PLC Schneider Electric Twido. SZR1 ma za zadanie przełączanie źródła zasilania elektrycznego Laboratorium LINTE^2 pomiędzy transformatorem T2 (zasilanie podstawowe), transformatorem T1 (zasilanie rezerwowe nr 1) lub jednym z dwóch agregatów prądotwórczych DG1/DG2 o mocy

80 kW każdy (zasilanie rezerwowe nr 2), co realizowane jest za pomocą odpowiednio sterowania parami wyłączników Q7 i Q8 oraz Q9 i Q10.

Struktura układu zasilania laboratorium LINTE^2 została przedstawiona na Rys. 1.



Rysunek 1. Schemat zasilania laboratorium LINTE^2 [2]

Podukład SZR2 zbudowany jest na bazie dwóch sterowników PLC Schneider Electric Twido. SZR2 ma za zadanie przełączenie źródła zasilania rezerwowego nr 2, po wcześniejszym wyborze tego źródła przez podukład SZR1. SZR2 wysyła sygnał elektryczny do sterowników agregatów Woodward easYgen-2500, który uruchamia oba agregaty jednocześnie. Po osiągnięciu przez generatory zadanego napięcia i częstotliwości, sterownik powoduje zamknięcie wyłączników Q17 i Q10 – w takiej sytuacji laboratorium zasilane jest z agregatu DG1, a DG2 pracuje jako „zimna rezerwa”. Jeśli DG1 nie jest w stanie zasilić laboratorium, to wówczas otwierany jest wyłącznik Q17, a zamykany Q18 – w takiej sytuacji laboratorium zasilane jest z agregatu DG2.

Przesłanki przebudowy istniejącego układu SZR

W ramach wieloletniej eksploatacji istniejącego układu SZR zauważono szereg jego nieefektywności, z których do najważniejszych należą:

- brak pełnej komunikacji układu SZR z systemem SCADA (brak części sygnałów),
- panel sterownia ręcznego zlokalizowany w dwóch miejscach rozdzielni (dwa podukłady SZR),
- brak kryterium wyboru drugiego źródła rezerwowego (agregat DG1 lub DG2),
- brak możliwości systemowego odłączania instalacji fotowoltaicznej pracującej w laboratorium w sytuacji jego zasilania z agregatu prądotwórczego,
- nieprawidłowe sterownia częścią aparatów w polach odpływowych,
- brak dostępu do programu sterownika i możliwości jego dostosowania do potrzeb laboratorium,
- niepoprawne działaniu układu na wciśnięcie przycisku przeciwpożarowego – następuje uruchomienie agregatów prądotwórczych

Dodatkowo, producent podukładów SZR (Schneider Electric) w 2023 r. zakończył wsparcie użytych do ich budowy sterowników Twido [3], co w razie ew. awarii sterownika uniemożliwiłoby wsparcie i naprawę układu.

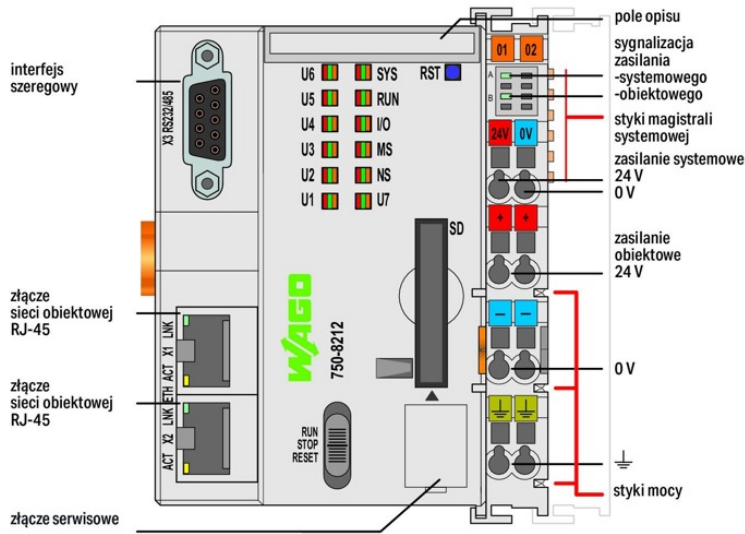
Sterownik WAGO PFC200

Do budowy nowego układu SZR wykorzystano sterownik programowalny WAGO PFC200 8212/025-001 należący do modularnego systemu WAGO I/O System [4].

Sterownik posiada wbudowane 2 porty Ethernet, 1 złącze RS-232/-485, wspiera moduły dwustanowe i analogowe z serii 750/753 oraz szereg protokołów komunikacyjnych, w tym Modbus RTU/TCP, DNP3, IEC 60870-5-101/-103/-104, IEC 61400-25, IEC 61850-7 – dzięki czemu jest dobrze przystosowany do realizacji wielorakich funkcji rozproszonej automatyki w stacjach elektroenergetycznych.

Do stworzenia algorytmu układu SZR wykorzystano środowisko programistyczne CoDeSys 3.5, które wspiera tworzenie aplikacji we wszystkich językach programowania zgodnych z IEC 61131-3.

Widok sterownika WAGO PFC200 pokazano na rys. 2.



Rysunek 2. Sterownik PLC WAGO PFC 200 (2. generacji) [4]

Panel WAGO TP600

W ramach budowy nowego układu SZR zdecydowano się na wykorzystanie cyfrowego panelu operatorskiego HMI w celu lokalnego odwzorowania stanu pracy układu oraz lokalnego ręcznego sterowania aparatami rozdzielnic.

Do tego celu wykorzystano panel WAGO TP600 w wersji Control, który oprócz pełnienia funkcji ekranu HMI pełni także rolę sterownika pracującego w środowisku programistycznym CoDeSys 3.5.

Panel posiada 2 porty Ethernet, 2 porty USB, 1 złącze CAN, 1 złącze RS-232/-485, 4 wejścia/wyjścia do odczytu lub sterowania sygnałami dwustanowymi oraz moduł pamięci zabezpieczony przed awarią zasilania. Właściwości panelu HMI umożliwiają stworzenie rozbudowanego sterowania o większym komforcie użytkowania w porównaniu z wykorzystaniem przycisków sterowniczych i lamp sygnalizacyjnych.

Widok panelu WAGO TP600 pokazano na rys. 3.



Rysunek 3. Panel HMI WAGO TP600 (panel Control) [5]

Algorytm sterowania układu SZR

Sterownik układu SZR (nazwany WAGO_SZR) realizuje następujące funkcje w układzie sterowanie:

- zapewnia przełączanie zasilania laboratorium między źródłem podstawowym, a źródłami rezerwowymi.
- nadzoruje stan wyłączników oraz poprawność wykonania operacji łączeniowych,
- umożliwia pracę w trybie automatycznym lub ręcznym; w trybie ręcznym sterowanie może być realizowane z panelu HMI lub systemu SCADA,
- podejmuje decyzję o kolejności uruchamiania agregatów prądotwórczych na podstawie poziomu ich paliwa.

Sterownik WAGO_SZR nadzoruje stan źródeł napięcia na podstawie sygnałów z przekaźników kontroli faz. W trybie pracy automatycznej przełączenia dokonywane są według tabeli przedstawionej poniżej.

Stan źródła zasilania					Stan aparatu					
	T1	T2	DG1	DG2	Q7	Q8	Q9	Q10	Q17	Q18
Podstawowe T2	1/0	1	0	0	0	1	1	0	0	0
Rezerwa T1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0
Rezerwa DG1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0
Rezerwa DG2	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
Brak rezerwy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 1 Logika działania trybu pracy automatycznej

W powyższej tabeli przypisuje się wartość 1 do wyłącznika, który ma być zamknięty. Wyłączniki, które mają być otwarte w danym stanie zasilania oznaczone są wartością 0. Wybór stanu zasilania podejmowany jest na podstawie stanu źródeł zasilania – 1 oznacza, że źródło pracuje poprawnie.

Sterownik określa następujące stany kontrolowanych wyłączników:

- położenie: załączony/wyłączony,
- wyzwolenie wyłącznika,
- uszkodzenie wyłącznika (niewykonanie operacji łączeniowej),
- położenie wyłącznika w wózku: wsunięty/wysunięty.

W przypadku stwierdzenia wyzwolenia, niewykonania operacji łączeniowej lub wysunięcia wyłącznika następuje zablokowanie sterowania w trybie automatycznym. Po zablokowaniu sterowania konieczne jest przełączenie układu w tryb ręczny, usunięcie usterki i ponowne przełączenie w tryb automatyczny.

Sterownik kontroluje pracę agregatów prądotwórczych. Jeżeli przy próbie uruchomienia agregatu urządzenie nie zgłosi gotowości w wymaganym czasie lub podczas pracy nie zapewni stabilnego napięcia o wymaganych parametrach, sterownik stwierdzi jego uszkodzenie. Nastąpi wtedy próba załączenia drugiego agregatu prądotwórczego. Jeżeli nie nastąpi skasowanie błędu uszkodzenia agregatu, to przy kolejnych sekwencjach przełączania zasilania nie będzie on brany pod uwagę jako źródło rezerwowe. Załączony zostanie drugi dostępny agregat, a jeżeli oba agregaty będą uszkodzone, to układ przejdzie w stan bra-

ku dostępnego zasilania rezerwowego, czekając na powrót napięcia na którymś transformatorze.

W układach SZR istotne znaczenia ma czas przerwy beznapięciowej, która występuje podczas przełączania między źródłami zasilania. Jest to chwila, podczas której nie jest załączone żadne źródło zasilania. Czas ten jest szczególnie istotny, jeżeli odbiornikami są silniki elektryczne, z uwagi na występujące na ich uzwojeniach napięcie szczytkowe, które pojawia się po zaniku zasilania. W opracowanym algorytmie przyjęto czas przerwy beznapięciowej wynoszący 0.5 s. Umożliwi on wytłumienie szczytkowego napięcia i bezpieczne przełączenie źródła zasilania.

W trybie ręcznym możliwe jest załączenie i wyłączenie agregatów prądotwórczych oraz wykonywanie dowolnych operacji łączeniowych na wyłącznikach, które nie spowodują załączenia dwóch źródeł do pracy równoległej. W celu zapewnienia bezpieczeństwa zastosowano podwójne blokady programowe oraz blokadę elektryczną bierną.

Sterowanie SZR z wykorzystaniem panelu Wago TP600

Proces sterowania pozycjami wyłączników oraz uruchomienia agregatów prądotwórczych został zaprojektowany zgodnie z normą IEC 61850. Po przełączeniu przełącznika do pozycji „Sterowanie ręczne” sterowanie układem polega na wyborze poziomu sterowania na Panelu HMI TP600. Po wyborze poziomu sterowania następuje jego rezerwacja, która gwarantuje możliwość sterowania tylko z jednego poziomu jednocześnie.

Przykładowo użytkownik wybierając tryb sterowania HMI (kategoria użytkownika lokalny) wysyła sterowania z poziomu panelu do sterownika WAGO_SZR, a jednocześnie blokuje jakikolwiek sygnał sterowania wysyłany z systemu SCADA (kategoria użytkownika zdalny).

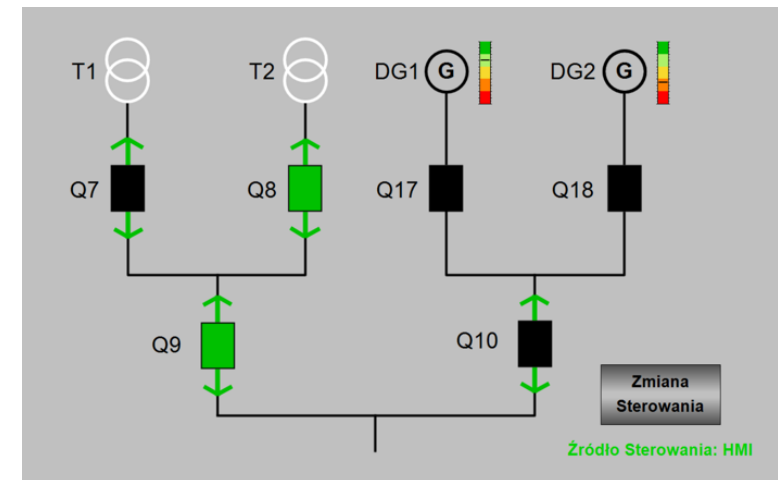
Tryb sterowania manualnego blokuje wykonanie zabronionych sterowań, które mogą źle wpłynąć na działanie układu. Graficzne przedstawienie wizualizacji układu SZR zostało pokazane na Rys. 2. Występuje kilka sytuacji w których konieczne jest blokowanie sterowania:

Blokuje się jednocześnie załączenie obu wyłączników, które załączają dwa wykluczające siebie źródła np. Q7 i Q8;

Blokuje się sterowanie każdym z wyłączników oraz agregatami prądotwórczymi po uprzednim wciśnięciu przycisku bezpieczeństwa, przeciwpożarowego oraz po otrzymaniu sygnału, że któryś z wyłączników wyzwolił lub nie wykonał polecenia sterowania;

Po zamknięciu następuje 5 sekundowe blokowanie wysłania sterowania powodujące jego otwarcie ze względu na czas potrzebny na napięcie sprężyny napędu zdalnego;

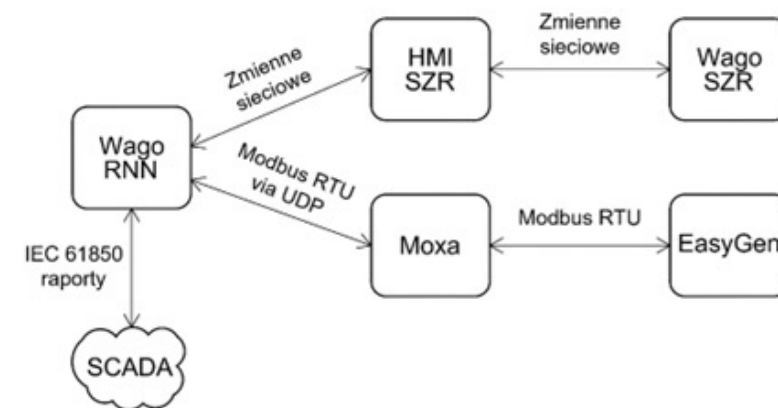
Po otwarciu następuje 15 sekundowe blokowanie wysłania sterowania powodujące jego zamknięcie w celu ograniczenia częstotliwości operacji łączeniowych wyłącznika;



Rysunek 2. Schemat systemu komunikacyjnego sterownika WAGO_RNN

Komunikacja układu z systemem SCADA

Sterownik WAGO_SZR oraz panel HMI_SZR nie posiadają wbudowanej możliwości komunikacji za pomocą protokołu zgodnego ze standardem IEC 61850. Wymagałoby to dokupienia dodatkowej licencji. Zdecydowano się na wykorzystanie sterownika WAGO_RNN jako translatora komunikacyjnego, dzięki któremu możliwa jest komunikacja systemu SCADA ze sterownikiem WAGO_SZR za pomocą protokołu zgodnego ze standardem IEC 61850. Komunikacja między WAGO_RNN, a HMI_SZR oraz między HMI_SZR, a WAGO_SZR zrealizowana jest z wykorzystaniem zmiennych sieciowych wykorzystujących protokół UDP.

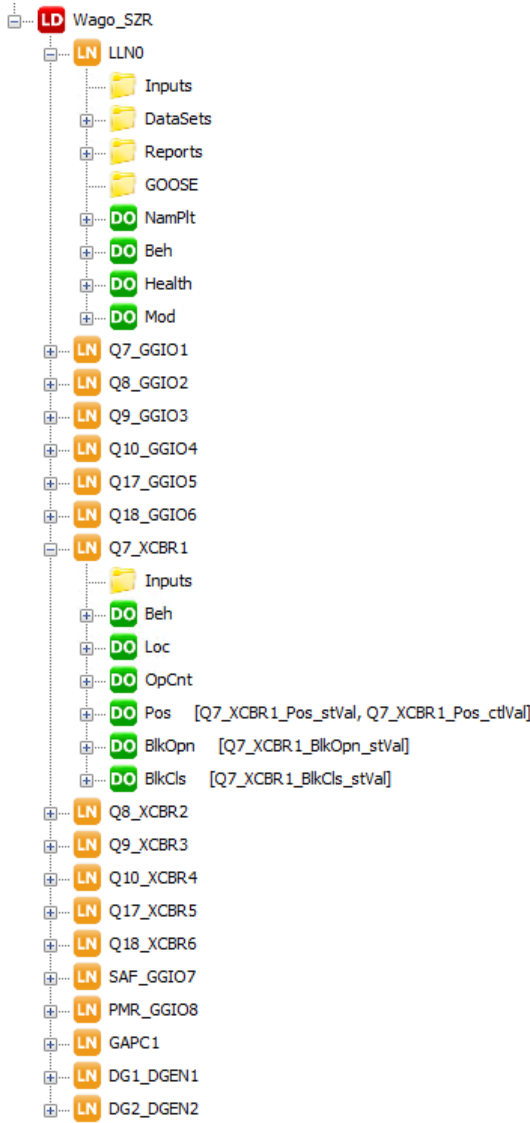


Rysunek 3. Schemat systemu komunikacyjnego sterownika WAGO_SZR

Standard IEC 61850 umożliwia uporządkowanie informacji dot. zainstalowanych urządzeń. Z uwagi na ograniczoną ilość urządzeń logicznych (ang. *Logical Devices – LD*) możliwych do utworzenia na serwerze sterownika WAGO_RNN utworzono jeden zbiorczy LD zawierający informacje z układu SZR. Węzłom logicznym (ang. *Logical Nodes – LN*) należącym do LD Wago_SZR przypisano przedrostki wskazujące jakiego fizycznego urządzenia dotyczą. Szczególnym węzłem logicznym jest LLN0 zawierający zbiory danych – DataSets oraz zdefiniowane raporty – Reports

przeznaczone do odczytu przez klientów serwera MMS/IEC 61850. Utworzono dwa raporty, zawierające odpowiednio:

- 1. Pozycje i stany wyłączników,
- 2. Dane zbiorcze z układu SZR.



Rysunek 4. Model danych dla
układu SZR na serwerze
MMS/IEC 61850 sterownika
WAGO_RNN

Odczyt raportów serwera WAGO_RNN zawierających informacje z LD WAGO_SZR zrealizowano za pomocą dodania nowych raportów w istniejącym kliencie protokołu MMS/IEC 61850. Dodanie nowych statycznych raportów zrealizowano przez import pliku ICD wygenerowanego przez konfigurator IEC 61850 sterownika WAGO_RNN

Indeks	Opis	Referencja
0	Q7 - Wzrosty	WAGO_RNNWago_SZR/Q7_GGIO1StInd1stVal
1	Q7 - Złączony	WAGO_RNNWago_SZR/Q7_XCBR1StPosStVal
2	Q7 - Wyłączony	WAGO_RNNWago_SZR/Q7_XCBR1StPosStVal
3	Q7 - Blokada Otwarcia	WAGO_RNNWago_SZR/Q7_XCBR1StSBKOpnStVal
4	Q7 - Blokada Zamknięcia	WAGO_RNNWago_SZR/Q7_XCBR1StSBKClsStVal

Rysunek 5. Odczyt danych z raportu dotyczący wyłącznika Q7

200	WAGO_SZR - Q7 Złącz	✓✓✗✗	WAGO_RNN	WAGO_RNNWago_SZR/	✓
201	WAGO_SZR - Q7 Wyłącz	✓✓✗✗	WAGO_RNN	WAGO_RNNWago_SZR/	✗

Rysunek 6. Sterowanie dwustanowe wyłącznikiem Q7

Literatura

[1] Wiszniewski A., Koselnik Z., Poradnik Inżyniera Elektryka tom 3, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1996

[2] Wiatr J., Orzechowski M., Poradnik Projektanta Elektryka, Dom Wydawniczy MEDIUM, 2008

[3] Instrukcja eksploatacyjno – ruchowa rozdzielnicy RNN. Dokument wewnętrzny Laboratorium LINTE^2, Politechnika Gdańska, ANDREM 2012

[4] Product Manual, WAGO I/O System 750-8212 PFC200, WAGO GmbH & Co. KG (2022)

[5] Product Manual, WAGO Touch Panels 600 Standard Line, WAGO GmbH & Co. KG (2021)

[6] Norma PN-EN 61850-7-4:2011/A1:2020-11 - wersja angielska

[7] SZR MAX-Is Dokumentacja techniczno-ruchowa, Eaton.

Modelowanie w zakresie planowania rozwoju technologii wytworzenia energii elektrycznej w Polsce do 2050 roku

Marcin Jaskólski
Centrum Energetyki Jądrowej,
Politechnika Gdańska

Wstęp

Systemy elektroenergetyczne rozwinęły się dynamicznie w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych XX w. Początkowo oparte były głównie na paliwach kopalnych, z czasem w niektórych krajach europejskich wprowadzono energetykę jądrową. Obecnie wiele tych systemów wymaga modernizacji, w szczególności w zakresie struktury wytwarzania energii elektrycznej. Potrzeba ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i emisji przemysłowych jest poparta dokumentami prawnymi i strategicznymi Unii Europejskiej [1, 2]. Kluczowym mechanizmem jest unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Zmiany w zakresie technologii wytwarzania i dostarczania energii odbiorcom końcowym są szansą na zbudowanie niskoemisyjnego systemu energetycznego. Wcześniejsze badania autora [3] wykazywały, że odtworzenie struktury wytwarzania energii elektrycznej, opartej na paliwach kopalnych, również wiąże się z wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej.

Planowanie rozwoju systemów energetycznych to skomplikowany proces wielokryterialny, z dużą liczbą niepewnych zmiennych. Długi horyzont czasowy, decyzje polityczne oraz potrzeba uwzględnienia nowych technologii wymagają opracowania modeli systemów energetycznych, które lepiej niż dotychczas będą wspomagały planowanie rozwoju. Dokumenty strategiczne mogą kreować niewłaściwe impulsy inwestycyjne, bez poparcia ich dogłębными analizami o charakterze systemowym. Stosowanie narzędzi wspomagających jest wskazane ze względu na ich zalety, mianowicie [4]:

- są w stanie przetwarzać ogromne ilości danych o systemach energetycznych,
- metody w nich stosowane są obiektywne, dobrze rozpoznane i podlegają ciągłemu procesowi recenzowania w czasopismach naukowych.
- dają możliwość graficznego przedstawiania danych wejściowych i wyników, a także angażowania grup interesów o różnym stopniu wiedzy z dyscypliny energetyka.
- Narzędzia te to pakiety obejmujące modele optymalizacyjne systemu energetycznego. Należą do nich:
- MARKAL (ang. Market Allocation),
- EFOM (ang. Energy Flow Optimization Model),
- MESSAGE (ang. Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts),
- TIMES (ang. The Integrated MARKAL-EFOM System).

Doświadczenia autora obejmują głównie pracę, w różnym zakresie czasowym, z modelami MARKAL, TIMES, OSeMOSYS i MESSAGE. Modele te nadają się do odwzorowywania struktury wytwarzania energii elektrycznej w powiązaniu z innymi nośnikami energii i towarami.

Najbardziej uznanymi w świecie naukowym są obecnie modele z rodziny MARKAL/TIMES. Zawierają wiele zależności opisujących działanie systemów energetycznych, pozostawiając użytkownikowi możliwości wyboru w zakresie modyfikacji podziałki czasowej, zestawu i szczegółowości nośników energii i technologii, sposobu modelowania istniejących obiektów energetycznych, itp.

Modele te są rozwiązywane dzięki zastosowaniu powszechnie znanych komercyjnych solverów (np. CPLEX).

Zastosowanie narzędzi modelowania rozwoju systemów energetycznych w Polsce opisano we wcześniejszych pracach autora [3, 4]. Badania modelowe były także prowadzone przez inne ośrodki naukowe w kraju. Model TIMES zastosowano do badań długoterminowego rozwoju systemu elektroenergetycznego [5, 6]. Połączenie modeli TIMES i MEDUSA, pozwoliło na uwzględnienie zmienności krótkoterminowej w modelach długoterminowych [7]. Podobnie w modelu eMix [8, 9], wykorzystującym programowanie mieszane całkowitoliczbowe, połączono długoterminowe planowanie inwestycji w elektroenergetyce z krótkoterminowymi zmianami wymagań w zakresie rezerw w systemie elektroenergetycznym, oferowanych przez dysponowane jednostki wytwórcze.

Przedmiotem tej pracy jest przykład implementacji modelu rozwoju systemów energetycznych, obejmujących głównie system elektroenergetyczny i zagregowane systemy ciepłownicze w Polsce, w horyzoncie planowania do 2050 roku. Model ten wyszukuje strukturę technologii spełniającą kryterium optymalizacyjne, ograniczone liniowymi zależnościami, które odwzorowują funkcjonowanie systemów energetycznych. Uwzględniono także główne założenia krajowej i unijnej strategii energetycznej.

Metodyka badawcza

Narzędziem, do którego model zaimplementowano jest MARKAL (MARKet ALlocation). Jest to program komputerowy do opracowywania modeli matematycznych, które optymalizują przyszłą strukturę technologiczną systemów energetycznych. Ma to na celu zintegrowaną ocenę rozwoju sektora energetycznego w jednym lub wielu wzajemnie połączonych obszarach geograficznych (regiony, państwa). Modele budowane za pomocą tego narzędzia są modelami częściowej równowagi ekonomicznej. Charakteryzują się bilansowaniem produkcji i zużycia nośników energetycznych i wybranych towarów i ustalaniem ich ceny rynkowej. Koszt wytworzenia nośnika energetycznego lub innego towaru wpływa na zapotrzebowanie na to dobro, a jednocześnie zapotrzebowanie na nośnik energetyczny lub inny towar wpływa na jego cenę. Równowaga rynkowa jest osiągnięta przy pewnej określonej cenie, przy której konsumenci nie chcą kupować mniej, niż wynika to z ich potrzeb, a producenci nie chcą produkować więcej towaru niż wynika to z ich bieżących możliwości. W przypadku osiągnięcia równowagi rynkowej dąży się do maksymalizacji zysku bądź do minimalizacji kosztów i takie podejście zastosowano w programie MARKAL [4].

Standardowy model oparty na strukturze matematycznej programu MARKAL wykorzystuje technikę programowania liniowego. Funkcją celu jest widziana od strony odbiorcy energii suma kosztów systemu energetycznego zdyskontowanych do pierwszego roku analizy. Zastosowany solver CPLEX ma za zadanie znaleźć minimalną wartość tej funkcji. W wyniku rozwiązania tak postawionego problemu optymalizacji, otrzymywane są wartości zmiennych decyzyjnych. Wartości tych ostatnich są ograniczone równaniami i nierównościami zawierającymi zmienne i parametry modelu. Do najważniejszych zmiennych decyzyjnych należą wielkości charakterystyczne dla danych reprezentacji technologicznych tj.: nowe moce (inwestycje) i całkowita moc osiągalna netto, produkcja netto nośnika energii w zdefiniowanym przedziale czasowym (kombinacja sezonu i pory dnia), roczna ilość uwolnionych gazów cieplarnianych i emisji przemysłowych. Rozwiązanie modelu uważane jest za optymalne dla całego horyzontu czasowego analizy.

Zasada działania podstawowego modelu jest następująca. Analitycy wprowadzają aktualne i prognozowane zapotrzebowanie, najczęściej na poziomie energii finalnej i energii użytecznej. To zapotrzebowanie jest otrzymywane w wyniku zastosowania innych metod lub narzędzi prognozowania, wykorzystujących dane społeczno-ekonomiczne i makroekonomiczne. Na przeciwnym końcu takiego systemu są zasoby energii pierwotnej, a także import i eksport nośników energetycznych oraz innych powiązanych z nimi towarów. Elementami łączącymi te dwa końce są technologie energetyczne, opisane przez analityków charakterystykami techniczno-ekonomiczno-środowiskowymi. Dodatkowo analitycy opisują stan wyjściowy systemu energetycznego, uwzględniając istniejące zdolności wytwórcze i przesyłowe w infrastrukturze sieciowej. Wszystkie wprowadzone przez analityków dane tworzą bazę, która w ostatecznej wersji jest konwertowana do formy kodu w języku GAMS (ang. General Algebraic Modelling System).

W opisie modelu opracowanego przez autora, sieć zawierająca nośniki energii i powiązane towary oraz technologie nazywa się Referencyjnym Systemem Energetycznym (RSE). W modelach bazujących na koncepcji RSE, infrastruktura sieciowa jest reprezentowana przez tzw. „miedziane płyty”. Przypisane są im jednostkowe zmienne koszty eksploatacyjne i jednostkowe nakłady inwestycyjne, odniesione do mocy zainstalowanej w nowych technologiach wytwórczych, których budowę proponuje procedura optymalizacyjna. Użytkownik modelu określa również sprawność tych systemów, uwzględniając straty w przesyśle i dystrybucji.

Aby skutecznie odwzorować w modelu kogenerację, zaproponowano także zagregowane reprezentacje systemów ciepłowniczych, tj. ciepło z jednostek mikrokogeneracji, ciepło z elektrociepłowni przemysłowych, ciepło z sieci ciepłowniczych wytwórców zawodowych. W celu właściwego uwzględnienia EU ETS w modelu, utworzono zbiory elementów reprezentujących rodzaj emisji, rozdzielając emisje CO₂ z instalacji uczestniczących w systemie (ETS) od będących poza nim (ang. non-ETS). Dodatkowo zaproponowano podzbiory reprezentujące emisje z różnego typu instalacji uczestniczących w systemie.

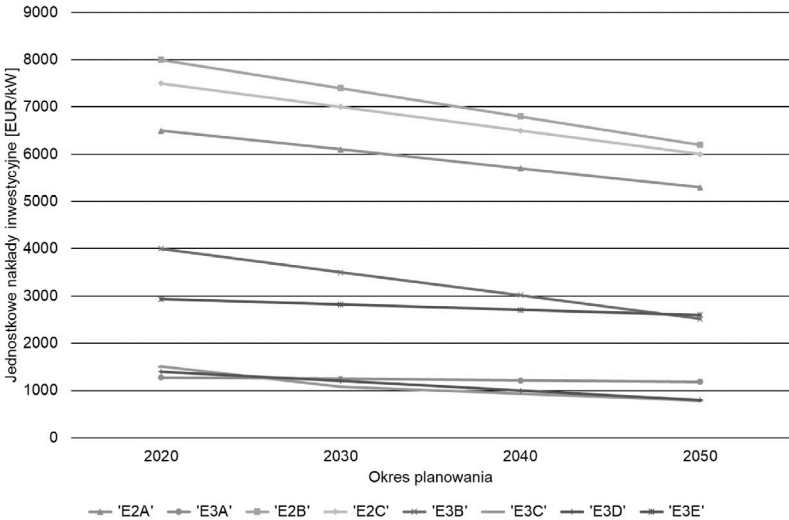
Horyzont czasowy analizy podzielono na okresy pięcioletnie. Wprowadzone założenia i otrzymane wyniki są właściwe dla okresu jednego roku, ale jednocześnie są jednakowe w całym pięcioletnim okresie analizy.

Główne założenia modelu

Zarówno szczegółowe założenia modelu, jak i kompletne zestawy danych opisano w [4]. W tej sekcji zaprezentowano wybrane prognozy i założenia, w szczególności te, dla których dokonano modyfikacji względem poprzedniej pracy. Do celów prezentacji wybrano tylko co drugi pięcioletni okres planowania, tj. 2020, 2030, 2040 i 2050. Scenariusz opisywany w modelu zakładał wycofanie bloków energetycznych węglowych do roku 2050. Na Rys. 1. przedstawiono przewidywane wskaźniki jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla kluczowych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Założono dla uproszczenia liniową charakterystykę „uczenia się” technologii. W Tabeli 1 przedstawiono ceny paliw przyjęte do badania scenariusza rozwoju systemów energetycznych w perspektywie do 2050 roku. Wysoka cena gazu wynika z potencjalnych ograniczeń w dostawach tego paliwa. Tabela 2 zawiera prognozowane finalne zapotrzebowanie na energię elektryczną. Dynamiczny wzrost popytu jest spowodowany rozwojem transportu opartego na napędzie elektrycznym.

Rysunek 1. Przewidywane wskaźniki jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla kluczowych technologii energetycznych,

Legenda: E2A, E2B, E2C – technologie jądrowe odpowiednio generacji III+, generacji IV i małe reaktory jądrowe, E3A, E3B – elektrownie wiatrowe, odpowiednio lądowe i morskie, E3C, E3D – odpowiednio farmy fotowoltaiczne i mikrogeneracja, E3D – elektrownie na biomasę (w tym zgazowanie w obiegu kombinowanym gazowo-parowym)



Typ paliwa / okres planowania	2020	2030	2040	2050
Węgiel kamienny - import	7	8	10	12
Węgiel kamienny - krajowy	6	8	10	12
Węgiel brunatny - krajowy	3	4	6	8
Gaz ziemny - import	25	30	40	45
Gaz ziemny - krajowy	12	20	24	28
Cykl paliwa jądrowego	8	8	11	12
Biomasa	8	9	10	11

Tabela 1. Założenia scenariusza rozwoju – ceny paliw [EUR/GJ]

Tabela 2. Prognoza finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce

Okres planowania	2020	2030	2040	2050
RAZEM	158	187	244	314

Wyniki

W rezultacie obliczeń uzyskano strukturę wytwarzania energii elektrycznej netto (Tabela 3), strukturę mocy zainstalowanej netto (Tabela 4) oraz obliczono na tej podstawie średni stopień obciążenia (Tabela 5).

Tabela 3. Struktura wytwarzania energii elektrycznej netto w Polsce do 2050 [TWh/a], EC – elektrociepłownie

Nazwa grupy technologii	2020	2030	2040	2050
Elektr. węgiel kamienny	58,3	54,1	24,9	0,0
Elektr. węgiel brunatny	36,0	25,4	0,0	0,0
EC zawodowe	18,3	9,8	22,2	19,7
EC przemysłowe	5,5	10,1	7,3	11,8
Elektrownie wodne	2,8	2,6	2,7	2,5
Elektrownie wiatrowe	25,1	43,2	63,1	85,7
Elektr. biomasa/odpady	2,3	14,2	14,0	9,9
Elektrownie jądrowe	-	-	60,2	111
Elektrownie gazowe	-	-	0,3	0,3
Ogniwa fotowoltaiczne	9,0	23,4	44,8	80,0
Razem netto	157	183	239	321

Nazwa grupy technologii	2020	2030	2040	2050
Elektr. węgiel kamienny	17,0	9,2	6,3	4,0
Elektr. węgiel brunatny	8,1	5,7	3,0	0,5
EC zawodowe	7,5	5,9	7,6	7,2
EC przemysłowe	1,4	2,3	2,9	5,0
Elektrownie wodne	2,3	2,3	2,3	2,3
Elektrownie wiatrowe	10,3	18,9	28,2	35,0
Elektr. biomasa/odpady	0,8	2,6	17,9	39,6
Elektrownie jądrowe	-	-	8,3	15,3
Elektrownie gazowe	-	-	1,3	2,3
Ogniwa fotowoltaiczne	9,7	25,8	34,4	50,9
Razem netto	57	73	112	162

Tabela 4. Struktura mocy netto w Polsce do 2050 roku [GW]

Nazwa grupy technologii	2020	2030	2040	2050
Elektr. węgiel kamienny	0,39	0,67	0,45	0,00
Elektr. węgiel brunatny	0,51	0,50	0,00	0,00
EC zawodowe	0,28	0,19	0,33	0,31
EC przemysłowe	0,46	0,49	0,29	0,27
Elektrownie wodne	0,14	0,13	0,13	0,12
Elektrownie wiatrowe	0,28	0,26	0,25	0,28
Elektr. biomasa/odpady	0,34	0,62	0,09	0,03
Elektrownie jądrowe	-	-	0,83	0,83
Elektrownie gazowe	-	-	0,03	0,01
Ogniwa fotowoltaiczne	0,11	0,10	0,15	0,18
Wartość średnia	0,31	0,29	0,24	0,23

Tabela 5. Średni stopień obciążenia źródeł wytwarzania [-]

Podsumowanie

Analiza wykonana proponowanym w pracy modelem wykazała, że w przypadku znaczącej elektryfikacji transportu, konieczne będzie podwojenie produkcji energii elektrycznej netto do roku 2050. Rolę źródeł podstawowych przejmie wówczas energetyka jądrowa. W efekcie wyboru pogodozależnych odnawialnych źródeł energii, całkowita moc (osiągalna) netto powinna wynieść co najmniej 160 GW. Na wybór technologii mają wpływ przyjęte założenia co do wycofywania się z technologii węglowych i gazowych, poparte wprowadzeniem do zestawu danych technologii reaktorów jądrowych nowej generacji (IV) i reaktorów małej mocy (SMR), a także odblokowaniem inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe.

Osiągnięcie ambitnych celów strategii klimatyczno-energetycznej będzie zatem niemożliwe bez inwestycji na dużą skalę w energetykę wiatrową i budowy elektrowni jądrowych, zarówno dużej, jak również małej mocy.

Literatura

- [1] European Commission, Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (Recast). Official Journal of the European Union L 334/17, 2010.
- [2] European Commission, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION Clean Energy For All Europeans COM(2016) 860 final, 2016
- [3] Jaskólski M., Modelling long-term technological transition of Polish power system using MARKAL: Emission trade impact, Energy Policy, 2016, vol. 97, pp. 365–377
- [4] Jaskólski M., Modelowanie systemów energetycznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła do celów planowania rozwoju – wybrane zagadnienia, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2023
- [5] Pluta M., Wyrwa A., Mirowski T., Zyśk J., Wyniki wstępnych badań nad długookresowym rozwojem krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Polityka Energetyczna, 2012, vol. 15, no. 4, pp. 85–96
- [6] Wyrwa A., Pluta M., Skoneczny S., Mirowski T., Modelling the Long-Term Development of an Energy System with the Use of a Technology Explicit Partial Equilibrium Model, in Lecture Notes in Computer Science, vol. 8500, M. Bubak, J. Kitowski, and K. Wiatr, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2014, pp. 489–503.
- [7] Wyrwa A., Suwała W., Pluta M., Raczyński M., Zyśk J., Tokarski S., A new approach for coupling the short- and long-term planning models to design a pathway to carbon neutrality in a coal-based power system, Energy, 2022, vol. 239
- [8] Wierzbowski M., Lyzwa W., Musiał I., MILP model for long-term energy mix planning with consideration of power system reserves, Applied Energy, 2016, vol. 169, pp. 93–111
- [9] Lyzwa W., Wierzbowski M., Olek B., MILP formulation for energy mix optimization, IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015, vol. 11, no. 5, pp. 1166–1178

Czym tak naprawdę jest smart home?

Wojciech Jankowski
Dyrektor Marketingu Fibaro Group SA

WPROWADZENIE

Każdy konsument rozumie pod pojęciem inteligentnego domu coś innego. Producenci sprzętu elektronicznego nadużywają znaczenia słowa „smart”. Większość urządzeń dzisiaj pozwala już nie tylko na automatyzację niektórych procesów w naszych domach czy mieszkaniach, ale także na pisanie inteligentnych scenariuszy sterowania nimi i wykorzystania ich w konkretnych zastosowaniach. Czy jednak samo inteligentne sterowanie poszczególnymi urządzeniami sprawia, że nasz dom staje się inteligentny?

W obliczu zalewu rynku mnogością relatywnie tanich urządzeń umożliwiających inteligentne sterowanie pojawiają się pytania dotyczące przyszłości rynku smart home oraz roli inteligentnego domu w przyszłości. FIBARO jest jednym z najstarszych polskich producentów elementów smart home. W swoich systemach wykorzystuje do komunikacji protokół Z-Wave, który stanowi alternatywę premium dla coraz powszechniejszych tańszych protokołów komunikacyjnych (Wi-Fi, Bluetooth, ZigBee, etc.).

Prezentacja ma na celu diagnozę obecnych wyzwań stojących przed producentami elementów smart, a także pokazanie integracji między poszczególnymi systemami w domu (oświetlenie, ogrzewanie, fotowoltaika, urządzenia elektryczne, systemy alarmowe, systemy HVAC, etc.) jako kluczowego aspektu zrozumienia istoty funkcjonowania inteligentnego domu.

CO TO JEST SMART HOME?

Zgodnie z definicją FIBARO smart home to koncepcja, w której technologia jest wykorzystywana do zautomatyzowania i usprawnienia różnych aspektów codziennego życia w domu. Systemy smart home pozwalają na monitorowanie i kontrolowanie wielu urządzeń oraz aspektów domowego środowiska, takich jak oświetlenie, ogrzewanie, zabezpieczenie, klimatyzacja, a nawet elektronika rozrywkowa, za pomocą smartfonów lub innych urządzeń. Celem inteligentnego domu jest usprawnienie codziennego życia mieszkańców poprzez zwiększenie wygody, efektywności i bezpieczeństwa. Jednym z głównych aspektów inteligentnego domu jest również zdalny dostęp do nich z każdego miejsca na ziemi.

WYZWANIA RYNKU A OCZEKIWANIA UŻYTKOWNIKÓW

- a. Bezpieczeństwo: Jednym z głównych wyzwań jest zapewnienie, że systemy smart home są bezpieczne przed atakami hakerskimi i innymi zagrożeniami. Użytkownicy oczekują, że ich dane osobowe i domowe będą chronione.
- b. Wygoda: Użytkownicy oczekują, że systemy smart home będą zapewniać wygodę i łatwość obsługi. Sterowanie różnymi urządzeniami w domu powinno być intuicyjne i łatwe do zarządzania.
- c. Oszczędność: Smart home może pomóc w oszczędności energii i zasobów poprzez efektywne zarządzanie oświetleniem, ogrzewaniem, gospodarką wodą i energią elektryczną.

ASPEKT PROEKOLOGICZNY W KONTEKŚCIE SMART HOME

Aspekt proekologiczny smart home polega na wykorzystywaniu technologii, aby zminimalizować zużycie energii i zasobów, co przyczynia się do ochrony środowiska. Przykłady obejmują automatyczne wygaszanie oświetlenia w niezajętych pomieszczeniach, efektywne zarządzanie zużyciem energii oraz monitorowanie zużycia wody.

CO ZYSKUJE KLIENT POPRZECZ WDROŻENIE SMART HOME?

Klienci, którzy wdrażają rozwiązania smart home, mogą cieszyć się wieloma korzyściami, takimi jak:

- Wyższy poziom wygody i łatwości w zarządzaniu domem
- Potencjalne oszczędności na rachunkach za energię i wodę
- Zwiększone bezpieczeństwo poprzez monitoring i alarmy
- Możliwość zdalnego sterowania urządzeniami
- Świadomość ekologiczna poprzez efektywne wykorzystanie zasobów

Świadectwo wzorcowania, to wystarczy?

Dorota Kołakowska
Sonel

Wprowadzenie

Zgodnie z wymaganiami, dotyczącymi procesów pomiarowych i wyposażenia pomiarowego, nakłada się obowiązek okresowej kontroli urządzeń służących do wykonywania pomiarów. Taką okresową kontrolą metrologiczną przyrządów pomiarowych jest wzorcowanie, a wydawanym dokumentem – świadectwo wzorcowania. Samo wydanie świadectwa wzorcowania nie decyduje jednak o tym, czy przyrząd nadaje się do pomiarów czy też nie. Świadectwo wzorcowania jest tylko stwierdzeniem stanu metrologicznego badanego przyrządu pomiarowego i z reguły nie ocenia poszczególnych wskazań. Celem samego wzorcowania jest określenie błędów wskazań wraz z ich niepewnościami, a użytkownik przyrządu pomiarowego powinien sam dokonać oceny czy może wykonać pomiary danym miernikiem, określić zakres pomiarowy urządzenia. Dokonując wzorcowania w Akredytowanym Laboratorium Badawczo- Wzorcującym Sonel klient ma pewność, że w sytuacji, kiedy jego miernik będzie przekraczał maksymalne dopuszczalne błędy zostanie o tym fakcie poinformowany przez pracowników laboratorium. Należy pamiętać, że miernik – urządzenie elektroniczne ulega degradacji związanej z jego użytkowaniem. Nietrzymanie parametrów metrologicznych jest związane z częstotliwością i warunkami jego użytkowania, jak również jego przechowywaniem. Dla przykładu luksomierz, w którym ogniwo fotoelektryczne będące czujnikiem, starzeje się w czasie, dlatego powinno być poddawane okresowej kontroli metrologicznej.



Na początek należałoby wyjaśnić co to jest świadectwo wzorcowania i samo wzorcowanie.

Świadectwo wzorcowania - jest to dowód, który poświadcza właściwości metrologiczne wzorcowanego przyrządu pomiarowego. Inaczej, jest dokumentem określającym relacje pomiędzy wzorcem, a wskazaniem przyrządu z podaniem niepewności pomiaru. Niepewność pomiarowa jest to parametr związany z wynikiem pomiaru, charakteryzujący rozrzut wartości, które można przypisać wartości mierzonej. Zawiera ona wiele składników, które można wyznaczyć na podstawie rozkładu statystycznego wyników wielu pomiarów i można je scharakteryzować odchyleniem standardowym. Inne szacowane są na podstawie zakładanych rozkładów prawdopodobieństwa opartych na doświadczeniu lub jeszcze innych związanych z poprawkami lub wzorcami odniesienia. Podczas wzorcowania przyrządów pomiarowych niepewność pomiaru powinna być szacowana zgodnie z dokumentem EA-4/02 [1]. Jest to przewodnik, który ujednolica wymagania dotyczące wyrażania niepewności pomiarów w całej Europie.

Proces wzorcowania polega na porównaniu wskazań miernika ze wzorcem. Wzorzec używany przez laboratorium wzorcujące musi być znacznie dokładniejszy (co najmniej 2 klasy) od badanego miernika.

Pamiętać musimy o tym, że wzorcowanie jest stwierdzeniem obecnego stanu i nie obejmuje czynności (regulacji/strojenia/adjustacji) przywracających pierwotną jakość wskazań, deklarowanych przez producenta.

Jak czytać świadectwo wzorcowania?

Polskie Centrum Akredytacji określa wygląd – wzór świadectwa wzorcowania dla akredytowanych laboratoriów wzorcujących. Oprócz wyglądu graficznego narzuca bowiem, jakie informacje powinny się w nim znaleźć. Powinno posiadać symbol akredytacji „Wzorcowanie”, pod którym widnieje jego numer akredytacji o oznaczeniu „AP XXX”. Stanowi to tym samym potwierdzenie, że wzorcowanie przyrządu pomiarowego zostało wykonane w akredytowanym laboratorium (o potwierdzonych przez Polskie Centrum Akredytacji kompetencjach).

Inne istotne informacje, świadczące o spełnieniu wymagań normy PN-EN ISO/IEC 17025 to

- metoda wzorcowania (metoda znormalizowana lub procedura/instrukcja wzorcowania),

- spójność pomiarowa (określony sposób odniesienia wyników wzorcowania do państwowego wzorca pomiarowego).

Natomiast najważniejsze dla klienta to wyniki wzorcowania (przeprowadzonego w odpowiednich warunkach środowiskowych). Najczęściej prezentowane w postaci tabeli, zawierającej:

- wartość odniesienia – wartość wzorcową, do której porównuje się wskazanie miernika,
- wskazanie wzorcowanego przyrządu pomiarowego,
- niepewność pomiaru.

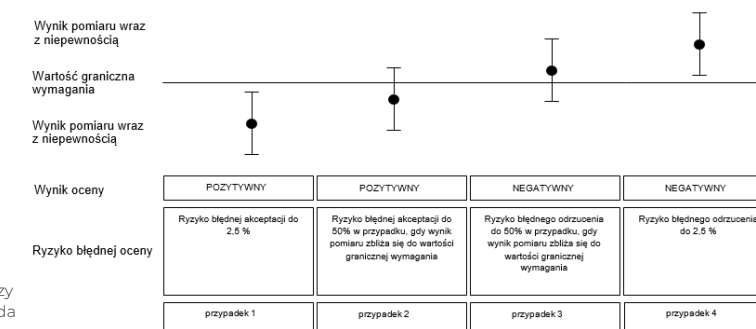
Dodatkowo, na życzenie klienta mogą być zamieszczone obliczone błędy pomiaru (lub poprawki) wzorcowanego przyrządu oraz jego dopuszczalne błędy pomiaru, w celu dokonania stwierdzenia zgodności ze specyfikacją oraz wyniki tej oceny. Na świadectwie wzorcowania, stwierdzenie zgodności również jest zamieszczane tylko na życzenie klienta. Nie ma wymagań, aby zawsze je umieszczać. Ocena, czy wzorcowany przyrząd nadaje się do określonych pomiarów, spełnia wymagania leży po stronie użytkownika. Oczywiście, o taką ocenę może poprosić laboratorium, zdając się na metrologiczną wiedzę jego pracowników.

Stwierdzenie zgodności

Laboratorium Badawczo-Wzorcujące SONEL S.A. standardowo stosuje metodę stwierdzenia zgodności w oparciu o akceptację prostą na podstawie wytycznych zawartych w dokumencie ILAC-G8:09/2019 [2] „Wytyczne dotyczące zasad podejmowania decyzji i stwierdzeń zgodności”. Przy ocenie zgodności uwzględnia się również poziom ryzyka związanego z przyjętą zasadą.

Klient ma możliwość określenia wybranej przez siebie zasady podejmowania decyzji (ustalenia indywidualne). W tym przypadku nie ma konieczności rozpatrywania poziomu ryzyka.

Na diagramie poniżej przedstawiono schematyczne wyjaśnienie metody stwierdzenia zgodności w oparciu o akceptację prostą z opisem wyniku oceny i określeniem poziomu ryzyka.



Rys. 1. Graficzna prezentacja przypadków występujących przy stwierdzaniu zgodności (metoda akceptacji prostej).

Prezentowane w świadectwie stwierdzenie zgodności, jasno identyfikuje wyniki, do których się odnosi, dokument zawierający opis wymagań (instrukcja obsługi, karta katalogowa, norma itp.) oraz przyjętą metodę oceny. Ocena

zgodności jest prezentowana dla każdego punktu pomiarowego oddzielnie z użyciem oznaczeń znajdujących się z prawej strony tabeli z wynikami.

Na pierwszej stronie świadectwa w sekcji „zgodność z wymaganiami” stosuje się następujące zapisy:

PRZYPADEK 1 i 2

(zapis gdy wszystkie punkty w świadectwie spełniają przypadek 1 lub 2 z Rys. 1.) :

W wyniku wzorcowania stwierdzono, że zawarte w świadectwie wyniki pomiarów spełniają wymagania metrologiczne ustalone w tytuł dokumentu, wersja, data wydania. Oceny dokonano w oparciu o akceptację prostą zgodnie z wytycznymi dokumentu ILAC-G8:09/2019 „Wytyczne dotyczące zasad podejmowania decyzji i stwierdzeń zgodności”.

PRZYPADEK 3 i 4

(zapis jeżeli wystąpi przynajmniej jeden punkt spełniający przypadek 3 lub 4 z Rys. 1.):

W wyniku wzorcowania stwierdzono, że (niektóre) zawarte w świadectwie wyniki pomiarów nie spełniają wymagań metrologicznych ustalonych w tytuł dokumentu, wersja, data wydania. Oceny dokonano w oparciu o akceptację prostą zgodnie z wytycznymi dokumentu ILAC-G8:09/2019 „Wytyczne dotyczące zasad podejmowania decyzji i stwierdzeń zgodności”.

Oznaczenia związane ze stwierdzeniem zgodności umieszcza się z prawej strony tabeli wyników wg poniższej legendy.

LEGENDA:

(dotyczy stwierdzenia zgodności, oznaczenia po prawej stronie tabeli)

(brak oznaczenia) - Wynik oceny POZYTYWNY. Ryzyko błędnej akceptacji do 2,5%.

* - Wynik oceny POZYTYWNY. Ryzyko błędnej akceptacji do 50% w przypadku, gdy wynik pomiaru zbliża się do wartości granicznej wymagania

** - Wynik oceny NEGATYWNY. Ryzyko błędnego odrzucenia do 50% w przypadku, gdy wynik pomiaru zbliża się do wartości granicznej wymagania

*** - Wynik oceny NEGATYWNY. Ryzyko błędnego odrzucenia do 2,5%

W legendzie umieszcza się tylko opis symboli, które wystąpiły w danym świadectwie wzorcowania. Jeżeli dany przypadek nie wystąpił z legendy usuwa się opis oznaczenia.

Powyższej legendy nie umieszcza się, gdy wszystkie punkty spełniają przypadek 1 (brak oznaczenia). W takim przypadku do zapisu na pierwszej stronie świadectwa (sekcja „zgodność z wymaganiami”) należy dopisać dodatkowo tekst „Ryzyko błędnej akceptacji do 2,5%.”(przykład poniżej).

W wyniku wzorcowania stwierdzono, że zawarte w świadectwie wyniki pomiarów spełniają wymagania metrologiczne ustalone w tytuł dokumentu, wersja, data wydania. Oceny dokonano w oparciu o akceptację prostą zgodnie z wytycznymi dokumentu ILAC-G8:09/2019 „Wytyczne dotyczące zasad podejmowania decyzji i stwierdzeń zgodności”. Ryzyko błędnej akceptacji do 2,5%.

Zatem użytkownik dokonuje sam analizy wyników wzorcowania przedstawionych na świadectwie wzorcowania przyrządu pomiarowego lub opiera się na ocenie

dokonanej przez laboratorium. W przypadku, gdy w wyniku oceny stwierdzono niezgodność lub nie można stwierdzić ani zgodności, ani niezgodności – powinien on rozważyć, czy wywzorcowany przyrząd jest właściwy do realizacji planowanych pomiarów i zagwarantuje uzyskanie rzetelnych wyników pomiarów.

Jak często wzorcować przyrządy?

Na świadectwie wzorcowania wydawanym przez laboratorium wzorujące nie ma podanej daty kolejnego wzorcowania. Odpowiedzialnym za przeprowadzenie kolejnego wzorcowania jest użytkownik przyrządu pomiarowego. Laboratorium nie sugeruje w żaden sposób, kiedy powinno nastąpić kolejne wzorcowanie, gdyż nie zna warunków przechowywania i użytkowania przyrządu pomiarowego, ani jego przeznaczenia czy zakresu stosowania. Metody, które można zastosować do wyznaczenia odstępów czasu (okresów) między wzorcowaniami określone są w dokumencie ILAC-G24 [3]. Mając na uwadze, jak wiele jest czynników mających wpływ na częstotliwość wzorcowania przyrządu można powiedzieć, że bardzo istotna jest analiza wyników pomiarów zamieszczonych na świadectwach wzorcowania, a przede wszystkim wartości błędów pomiaru i niepewności pomiaru. Na podstawie tych wyników wzorcowania użytkownik może każdorazowo stwierdzić, czy przyrząd spełnia określone wymagania czy nie.

Podsumowanie

Decyzja o użyciu danego przyrządu pomiarowego, interpretacja danych ze świadectwa wzorcowania leży zawsze po stronie pomiarowca. To on ponosi odpowiedzialność za wykonane przez siebie pomiary. Samo posiadanie świadectwa wzorcowania dla przyrządu pomiarowego nie potwierdza jego sprawności. Świadectwo wzorcowania może być wydane dla urządzenia o błędnych wskazaniach. Tylko aktualne świadectwo wzorcowania i właściwa interpretacja wyników w nim zawartych daje pewność prawidłowego wykonania pomiarów. W przypadku przyrządów wykorzystywanych do badań związanych z ochroną przeciwporażeniową, osoba wykonująca pomiary powinna posiadać całkowitą pewność, co do sprawności i poprawności wskazań używanego przyrządu. Pomiary wykonane niesprawnym miernikiem mogą przyczynić się do błędnej oceny skuteczności ochrony przeciwporażeniowej co może zagrażać zdrowiu, a nawet życiu ludzi.

Literatura:

[1] EA-4/02 „Wyznaczanie niepewności pomiaru przy wzorcowaniu”

[2] ILAC G-8:09/2019 „Wytyczne dotyczące zasad podejmowania decyzji i stwierdzeń zgodności”

[3] ILAC-G24:2007 „Wytyczne dotyczące wyznaczania odstępów czasu między wzorcowaniami przyrządów pomiarowych”.

[4] M. Borkowski, Automatyka i Pomiary, Analiza świadectw Wzorcowania. Jak je czytać?

Streszczenie wystąpienia na Gdańskie Dni Elektryki

Seaonics Polska

Firma Seaonics Polska jest częścią norweskiej firmy Seaonics AS. Od początku działalności dostarczamy rozwiązania do transportu poziomego i pionowego dla przemysłu morskiego.

Polski oddział firmy zlokalizowany jest w Gdańsku i liczy sobie około 80 osób. W naszej firmie mamy zarówno część projektową (inżynierowie elektrycy, mechanicy, hydraulicy oraz programiści) jak i produkcyjną.

Na przełomie lat firma zrealizowała wiele projektów związanych z dostawą osprzętu dla statków rybackich, badawczych oraz specjalnych.

W ostatnim czasie zauważyliśmy duży popyt na rozwiązania energooszczędne i przyjazne środowisku. Z tego powodu coraz większa część naszego portfolio to maszyny i urządzenia w pełni elektryczne, które są w stanie zwracać chwilowe nadwyżki energii elektrycznej do sieci statkowej. Taki sposób sterowania i zasilania naszych maszyn pozwala znacząco obniżyć koszty eksploatacji oraz zminimalizować zanieczyszczenia środowiska.

W ciągu kilku ostatnich lat firma Seaonics projektuje i dostarcza coraz więcej rozwiązań dla morskiego przemysłu energetycznego. Mamy w swoim zakresie dźwigi służące do dostarczania ładunków na platformy i wieże wiatrowe oraz specjalistyczne trapy, dzięki którym serwisanci mogą bezpiecznie przechodzić na miejsce wykonywanej pracy.

W pełni elektryczny, kompensujący falowanie morza dźwig dostarczony przez firmę Seaonics został doceniony podczas Offshore Support Journal uzyskując nagrodę najbardziej innowacyjnego produktu roku 2023.

Kolejną innowacją nad jaką pracujemy jest system ładowania statku. W pełni elektryczny statek obsługujący park wież wiatrowych będzie raz dziennie podłączał się do ładowania. Cykl ładowania trwający 4 godziny pozwoli na cały dzień pracy statku.

Dostarczanie urządzeń wykorzystywanych do prac przy morskiej energetyce pozwala naszej firmie być częścią ważnej gałęzi przemysłu. Opieranie naszych produktów na rozwiązaniach elektrycznych pozytywnie wpływa na środowisko.



Targi branżowe

ABB

AKS ZIELONKA Skwierczyńscy sp. z o.o

Arex Sp. z o.o.

Eaton

Elektrometal Energetyka S.A.

Ensto Pol Sp. z o.o.

FBSerwis S.A.

FERCHAU GmbH

Finder Polska Sp. z o.o.

GreenWay Polska Sp. z o.o.

Kongsberg Maritime Poland

LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o.

Pomorskie Przedsiębiorstwo
Mechaniczno-Torowe sp. z o.o.

ZPUE S.A.

ABB



AKS ZIELONKA
Skwierczyńscy sp. z o.o.

AKS[®]ZIELONKA

Arex Sp. z o.o.



ABB jest wiodącą globalną firmą technologiczną, działającą w obszarach elektryfikacji, robotyki, automatyki i systemów napędowych. Tworzymy inteligentne rozwiązania dla firm z sektorów użyteczności publicznej, przemysłu oraz transportu i infrastruktury. Udowadniamy, że dzięki technologiom cyfrowym można zwiększać produktywność i wydajność, zmniejszając jednocześnie zużycie energii i emisję w skali globalnej. ABB w Polsce stanowi ważne centrum produkcji, m.in. aparatury SN, silników elektrycznych, napędów przemysłowych i rozwiązań dla trakcji.

Polska rodzinna firma działająca na rynku od 1984 r. (czyli blisko 40 lat). Co roku oferta rozszerzana jest o kolejne przemysłane i dopracowane produkty dla branży elektrotechnicznej. Już dziś ilość i różnorodność asortymentowa wyróżnia nas na tle konkurencji krajowej i zagranicznej.

Główne produkty to system listew i kanałów kablowych, rury elektroinstalacyjne proste i karbowane wraz z osprzętem, przewody i kable elektryczne oraz innowacyjny produkt na polskim rynku: rurAKS (rury karbowane z przewodami wprowadzonymi przewodami na etapie produkcji).

Arex Sp. z o.o. bazując na wieloletnim doświadczeniu w projektowaniu, produkcji, wdrażaniu, szkoleniach i obsłudze posprzedażowej w zakresie urządzeń i systemów automatyki przemysłowej, a także dzięki budowaniu wysokoefektywnego zespołu specjalistów gotowego do realizacji ambitnych wyzwań, AREX Sp. z o.o. nieustannie doskonali się w dbaniu o jak najlepsze odpowiadanie na potrzeby Klientów i Użytkowników dostarczanych urządzeń.

AREX Sp. z o.o. specjalizuje się w projektowaniu i produkcji technologii dedykowanych trzem rynkom: kolejowemu, specjalnemu, energoelektrocznemu.

Eaton



Powering Business Worldwide

Elektrometal
Energetyka S.A.



Elektrometal Energetyka SA

Pomysły z energią

Ensto Pol Sp. z o.o.

ENSTO

FBSerwis S.A.

fbserwis

Eaton w Tczewie jest producentem szerokiej gamy komponentów oraz produktów dla czołowych firm z branży motoryzacyjnej, wymagających zaawansowanych technologii i nowoczesnych rozwiązań. W naszym Kampusie produkujemy m.in. skrzynie biegów oraz ich komponenty, sprężarki doładowujące silniki benzynowe, sprzęgła odśrodkowe, mechanizmy różnicowe oraz elementy z tworzyw sztucznych.

Elektrometal Energetyka SA świadczy usługi z zakresu rozwiązań dla energetyki, realizowane przez zespół doświadczonych fachowców z olbrzymią wiedzą praktyczną i posiadających wieloletnie doświadczenie w branży.

Wiodący producent i dostawca na polskim rynku Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej, utrzymujący sprzedaż ok. 4 tys. zabezpieczeń e²TANGO, 500 pól rozdzielczych e²ALPHA rocznie.

Ensto, to międzynarodowa firma technologiczna założona w 1958 roku w Finlandii, zatrudnia obecnie ok. 900 profesjonalistów w 17 krajach w Europie i Azji. W Polsce już od 30 lat projektujemy i dostarczamy niezawodne rozwiązania elektroenergetyczne dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Nasza działalność koncentruje się w czterech obszarach: linie napowietrzne, sieci kablowe, jakość energii i automatyka sieci.

FBSerwis SA to spółka będąca częścią Grupy Budimex.

Realizuje kontrakty obejmujące: usługi w zakresie gospodarki odpadami, utrzymanie techniczne budynków oraz obiektów przemysłowych (m.in. siedziby Sądu Najwyższego w Warszawie, Portu Gdańsk), modernizację infrastruktury oświetleniowej (m.in. wymiana ponad 6 tys. opraw oświetleniowych w Sosnowcu) oraz bieżące utrzymanie około 1800 km dróg krajowych i autostrad oraz dróg wewnętrznych.

FERCHAU GmbH



Firma FERCHAU GmbH została założona ponad pięćdziesiąt lat temu w Niemczech jako firma rodzinna. Dziś, posiadając 100 oddziałów w całej Europie, jesteśmy zaangażowani w najwyższej klasy usługi techniczne w zakresie inżynierii i IT. Wspieramy firmę we wszystkich sektorach inżynierii: Technologie Informatyczne, Inżynieria Cywilna, Samojedźna i Przemysłowa, Inżynieria Morska, Lotnictwo i Kosmonautyka.

Finder Polska Sp. z o.o.



Finder jest wiodącym w Europie producentem przełączników oraz globalną siecią sprzedaży i dystrybucji. Gama asortymentu firmy obejmuje ponad 14 500 produktów z grup przełączników dedykowanych dla przemysłu, modułów interfejsowych, nadzorczych, czasowych, przełączników do zastosowań w instalacjach komercyjnych z systemami komunikacji i sterowania DALI, KNX, Bluetooth, NFC oraz całą gamę gniazd i akcesoriów.

GreenWay Polska Sp. z o.o.



Firma z branży nowych technologii i zajmująca się budową i zarządzaniem infrastrukturą ładowania samochodów elektrycznych w Europie. Aktualnie nasi klienci mają dostęp do ponad 800 stacji publicznych w Polsce zarządzanych bezpośrednio przez GreenWay oraz tysiącom stacji w 25 krajach w Europie. Misją GreenWay jest czystsza i zdrowsza Europa Środkowo-Wschodnia mniej zależna od ropy naftowej, dzięki powszechnemu wykorzystaniu pojazdów elektrycznych.

Kongsberg Maritime Poland



Specjalizujemy się w usługach oraz sprzedaży rozwiązań dla rynku elektroniki morskiej oraz technologii informacyjnych oraz w obsłudze serwisowej urządzeń elektroniki okrętowej. Lokalnie projektujemy zintegrowane systemy automatyki a także jesteśmy specjalistami w dziedzinie technologii informatycznych. Produkcujemy i dostarczamy systemy dynamicznego pozycjonowania, nawigacji, detekcji, łączności i automatyki dla jednostek pływających i instalacji typu offshore.

LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o.



LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o. działa na rynku już ponad 30 lat. Główna siedziba firmy mieści się w Pępowie, blisko drogi krajowej nr 20. Początki działania firmy to jednoosobowa działalność, która na przestrzeni lat przeszła szereg zmian organizacyjnych zarówno mających charakter innowacyjny jak i strategiczny. Z powodzeniem oferujemy szerokie rozwiązania w branży elektroenergetycznej oraz produkcji urządzeń do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Pomorskie Przedsiębiorstwo Mechaniczno-Torowe sp. z o.o.



Pomorskie Przedsiębiorstwo Mechaniczno-Torowe sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku to firma należąca do Grupy Kapitałowej PKP Polski Linie Kolejowe S.A.. Spółka wyróżnia się blisko 70-letnim doświadczeniem w wykonywaniu usług związanych z utrzymaniem, remontami i budową dróg kolejowych oraz realizacją projektów inwestycyjnych na liniach zarządzanych przez PKP PLK.

Spółka realizuje duże projekty infrastrukturalne, oferując usługi w dziedzinie rewitalizacji, modernizacji, budowy i napraw nawierzchni kolejowych przy użyciu nowoczesnych i sprawdzonych rozwiązań technologicznych.

ZPUE S.A.



ZPUE S.A. to od 35 lat ekspert w branży elektroenergetycznej.

Specjalizuje się w produkcji rozdzielnic średniego i niskiego napięcia, kontenerowych i słupowych stacji transformatorowych oraz napowietrznej aparatury łączeniowej. Jednocześnie już od dekady firma rozwija i udoskonala nowe technologie współpracujące z OZE: wielkoskalowe magazyny energii i stacje szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych.

ZPUE S.A. zatrudnia 3000 pracowników w 5 zakładach w Polsce, ma 9 agencji sprzedażowych za granicą i eksportuje swoje produkty do 30 krajów na całym świecie.

Patronaty

Wojewoda Pomorski
Marszałek Województwa Pomorskiego
Prezydent Miasta Gdańska
Urząd Regulacji Energetyki
Narodowa Agencja Poszanowania
Energii S.A.
Politechnika Gdańska
Wydział Elektrotechniki
i Automatyki PG
Agencja Rynku Energii
Gramwzielone.pl
INPE
PortalMorski.pl
WysokieNapiecie.pl
gdansk.pl
Radio Gdańsk
trojmiasto.pl

Patroni Honorowi

PATRONAT HONOROWY

WOJEWODA POMORSKI
DARIUSZ DRELICH

PATRONAT HONOROWY:

MIECZYŚLAW STRUK
MARSZAŁEK
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGOPATRONAT HONOROWY
Prezydent
Miasta GdańskaNARODOWA
AGENCJA
POSZANOWANIA
ENERGII S.A.Urząd Regulacji
EnergetykiWYDZIAŁ
ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI

Patroni Medialni



Ogólnopolskie Dni Młodego Elektryka



Ogólnopolskie Dni Młodego Elektryka to impreza cykliczna, organizowana co roku przez inne Akademickie Koło Stowarzyszenia Elektryków Polskich. ODME są wydarzeniem dobrze znanym i zakorzenionym w środowisku Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Największą wartością ODME jest spotkanie wielu pokoleń elektryków, wymiana doświadczeń oraz możliwość podjęcia cennych dyskusji.

Pierwsze ODME, zainicjowane w Szczecinie, zdobyły uznanie i popularność jako wydarzenie organizowane przez młodzież i dla młodzieży. Wydarzenie to zapewnia integrację społeczności akademickiej oraz poszerzanie wiedzy poprzez udział w wykładach i konferencjach, rywalizację jak i wspólną zabawę w zawodach związanych z branżą elektrotechniczną. ODME organizowane było w Gdańsku również w roku 2014.

Komitet Organizacyjny

Patryk Zawadzki
Przewodniczący
Komitetu Organizacyjnego

Kornel Borowski
Przewodniczący
ds. naukowo-programowych

Marek Behnke
Dyrektor Biura SEP Oddział Gdańsk

Karolina Siemińska
Specjalista ds. administracyjnych
i księgowości

Patryk Dąbrowski
Główny koordynator

Maciej Dobrodziej
Główny koordynator

Konrad Kunowski
Koordynator ds. kontaktu z firmami

Przemysław Czerwiński
Koordynator ds. kontaktu z firmami

Dorota Kubiś
Koordynator ds. promocji

Kamila Tomczyk
Koordynator ds. grafiki

Jan Ślusarczyk
Koordynator ds. cateringu

Wojciech Wijata
Koordynator ds. konferencji

Adam Dylak
Koordynator ds. logistyki

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.



O.GDAŃSK