

**Zeszyty Naukowe
Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej**

73

**ZASTOSOWANIE KOMPUTERÓW
W NAUCE I TECHNICE 2021**

**XXXI cykl seminariów zorganizowanych
przez PTETiS, Oddział w Gdańsku**



Gdańsk 2021



**WYDZIAŁ
ELEKTROTECHNIKI
I AUTOMATYKI**

**ZASTOSOWANIE KOMPUTERÓW
W NAUCE I TECHNICE 2021**

XXXI cykl seminarów zorganizowanych przez PTETiS
Oddział w Gdańsku



Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk, 2021

ISSN 2353-1290

Adres redakcji:
Politechnika Gdańska
Wydział Elektrotechniki i Automatyki
ul. Narutowicza 11/12
80-233 Gdańsk
<https://eia.pg.edu.pl/nauka/zeszyty-naukowe>

REDAKCJA
Dariusz Świsulski

Autor zdjęcia na okładce
Krzysztof Krzempek

Wydano za zgodą
Dziekana Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej
na podstawie materiałów dostarczonych przez autorów

Artykuły po recenzjach zakwalifikował do druku
Komitet Naukowy Seminarium

Oddział Gdański Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej dziękuje
Dziekanowi Wydziału Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki PG,
Dziekanowi Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG
oraz Prezesowi Oddziału Gdańskiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich
za udział w sfinansowaniu wydania Zeszytu.

Copyright © by Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

Wydanie 1
Nakład 70 egzemplarzy

**The Scientific Papers of
Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology**

73



**FACULTY OF ELECTRICAL
AND CONTROL ENGINEERING**

**APPLICATION OF COMPUTERS
IN SCIENCE AND TECHNOLOGY 2021**

Proceedings of the XXXI Seminar organised by
Polish Society of Theoretical and Applied Electrical Engineering
PTETiS, Gdańsk Section



Published by Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology

Gdańsk, 2021

KOMITET NAUKOWY SEMINARIUM

Przewodniczący: Kazimierz Jakubiuk

Członkowie

Anna Golijanek-Jędrzejczyk, Lech Hasse, Jerzy Pluciński,
Janusz Smulko, Dariusz Świsulski

RECENZENCI

Sławomir Cieślik, *Politechnika Bydgoska im. Jana i Jędrzeja Śniadeckich*
Bolesław Dudojć, *Uniwersytet Morski w Gdyni*
Sławomir Gryś, *Politechnika Częstochowska*
Włodzimierz Kałat, *Politechnika Warszawska*
Jacek Klucznik, *Politechnika Gdańska*
Roman Kostyszyn, *Uniwersytet Morski w Gdyni*
Jacek Kusznierek, *Politechnika Białostocka*
Witold Machowski, *Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie*
Jarosław Makal, *Politechnika Białostocka*
Romuald Maśnicki, *Uniwersytet Morski w Gdyni*
Marzena Mięsikowska, *Politechnika Świętokrzyska*
Jan Mućko, *Politechnika Bydgoska im. Jana i Jędrzeja Śniadeckich*
Ryszard Niedbała, *Politechnika Warszawska*
Marek Olesz, *Politechnika Gdańska*
Konrad Sobolewski, *Politechnika Warszawska*
Anna Szlachta, *Politechnika Rzeszowska*

SPIS TREŚCI

| | |
|---|----|
| Indeks autorów | 6 |
| 1. Dariusz Świsulski, Marcin Wesołowski Historia polskich stowarzyszeń elektrotechnicznych w rocznicę 60-lecia Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej <i>History of polish electrotechnical associations on the 60th anniversary of Polish Society of Theoretical and Applied Electrical Engineering</i> | 7 |
| 2. Kacper Chyła, Mirosław Włas Badanie zabezpieczeń modułów wytwarzania energii zgodnie z wymaganiami kodeksu sieci RfG <i>Test of protections of power generation modules according to the requirements of the RfG network code</i> | 13 |
| 3. Leszek Furmankiewicz, Marcin Sawicki Dydaktyczny system pomiarowy do współpracy z czujnikami tensometrycznymi <i>Didactic measurement system for cooperation with strain gauge sensors</i> | 17 |
| 4. Andrzej Wilk, Jacek Skibicki, Aneta Werpachowska, Gabriela Moczydłowska Wizyjna metoda oceny przemieszczeń poprzecznych mobilnych systemów GNSS i INS w procesie wyznaczania trajektorii osi toru kolejowego <i>Vision-based evaluation method of lateral displacements in GNSS and INS mobile systems for the determination of railway track axis trajectory</i> | 23 |
| 5. Aleksandra M. Kamińska, Jerzy Pluciński Detection of petroleum products using optical coherence tomography <i>Wykrywanie produktów naftowych za pomocą optycznej tomografii koherencji</i> | 27 |
| 6. Paweł Magulski, Stefan Dzionk Zastosowanie oprogramowania ERP z zakresu „Plant Maintenance” na przykładzie SAP PM jako narzędzia dla służb utrzymania ruchu obiektu offshore <i>ERP software for "Plant Maintenance" on the example of SAP PM as a tool for offshore facility maintenance</i> | 31 |
| 7. Konrad Seklecki, Marek Olesz Zasady montażu instalacji fotowoltaicznych według obowiązujących przepisów i norm <i>Installation requirements for photovoltaic system according to the regulations and standards</i> | 35 |
| 8. Piotr J. Chrzan Zdalne laboratorium elektroniki z programem LTspice <i>Remote electronics laboratory with LTspice program</i> | 41 |
| 9. Wiktoria Stahl Wpływ pandemii COVID-19 na obciążenie polskiego systemu elektroenergetycznego oraz potencjał wykorzystania usługi DSR <i>Effect of the COVID-19 pandemic on the load of the polish power system and the potential of using the DSR method</i> | 47 |
| 10. Piotr Leśniak Analiza oddziaływań indukcyjnych pola magnetycznego na ekrany torów wieloprądowych w układzie płaskim <i>Analysis of the induction of the magnetic field on the screens of large current tracks in the flat arrangement</i> | 53 |
| 11. Krzysztof Szubert Koncepcja zbrocznikowania dławikiem przesuwника fazowego na granicy polsko-niemieckiej <i>The concept of shifting with the induction coil of the phase shift transmitter at the Polish-German border</i> | 57 |

INDEKS AUTORÓW

| | |
|------------------------------|----|
| Dariusz Świsulski | 7 |
| Marcin Wesołowski | 7 |
| Kacper Chyła | 13 |
| Mirosław Włas | 13 |
| Leszek Furmankiewicz | 17 |
| Marcin Sawicki | 17 |
| Andrzej Wilk | 23 |
| Jacek Skibicki | 23 |
| Aneta Werpachowska | 23 |
| Gabriela Moczydłowska | 23 |
| Aleksandra M. Kamińska | 27 |
| Jerzy Pluciński | 27 |
| Paweł Magulski | 31 |
| Stefan Dzionk | 31 |
| Konrad Seklecki | 35 |
| Marek Olesz | 35 |
| Piotr J. Chrzan | 41 |
| Wiktoria Stahl | 47 |
| Piotr Leśniak | 53 |
| Krzysztof Szubert | 57 |

HISTORIA POLSKICH STOWARZYSZEŃ ELEKTROTECHNICZNYCH W ROCZNICĘ 60-LECIA POLSKIEGO TOWARZYSTWA ELEKTROTECHNIKI TEORETYCZNEJ I STOSOWANEJ

Dariusz ŚWISULSKI¹, Marcin WESOŁOWSKI²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 13 97 e-mail: dariusz.swisulski@pg.edu.pl
2. Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny
tel.: 22 234 75 66 e-mail: marcin.wesolowski@ien.pw.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono historię polskich stowarzyszeń technicznych, zrzeszających osoby zainteresowane elektrotechniką. Organizacje takie działały od XIX wieku m.in. w Paryżu, Lwowie i Warszawie. W 1961 roku zostało powołane Polskie Towarzystwo Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej, organizacją naukową zrzeszającą profesorów i młodszych pracowników naukowych, zajmująca się promocją i wspieraniem rozwoju elektrotechniki.

Słowa kluczowe: historia elektrotechniki, stowarzyszenia techniczne, PTETiS.

1. POCZĄTKI DZIAŁALNOŚCI STOWARZYSZEŃ ELEKTROTECHNICZNYCH

1.1. Towarzystwo Politechniczne Polskie w Paryżu

Dążenie do zrzeszania polskich techników w organizacjach technicznych miało swój początek jeszcze w XIX wieku.

Za pierwsze polskie stowarzyszenie techniczne uważane jest Towarzystwo Politechniczne Polskie w Paryżu. Zostało ono założone 15 marca 1835 roku przez generała Józefa Bema. Zadaniem stowarzyszenia była pomoc licznym po upadku powstania listopadowego emigrantom starającym się o pracę w przemyśle francuskim oraz kształcącym się we francuskich uczelniach technicznych. Dodatkowym celem było dostarczanie do kraju nowoczesnych technologii i literatury naukowej z Europy Zachodniej. Stowarzyszenie zakończyło swoją działalność na początku 1837 roku [1, 2].

1.2. Polskie Towarzystwo Politechniczne we Lwowie

W 1876 roku grupa 22 inżynierów utworzyła we Lwowie Towarzystwo Ukończonych Techników. Od początku stowarzyszenie związane było z Akademią Techniczną we Lwowie, a po przekształceniu uczelni w 1877 roku w Szkołę Politechniczną, zmieniono nazwę na Towarzystwo Politechniczne we Lwowie. W 1913 roku, po wystąpieniu z Towarzystwa członków narodowości ukraińskiej, którzy założyli własną organizację, zmieniono nazwę na Polskie Towarzystwo Politechniczne we Lwowie. Początkowo działały Sekcja Mechaniczna i Sekcja Elektromechaniczna. W latach 20-tych XX wieku funkcjonowały cztery koła, wśród nich Koło Elektrotechników. W latach 30-tych przekształcono je w dziewięć sekcji, m.in. Elektryków. Zajmowały się one

wyłaszaniem odczytów, publikowaniem rozpraw, przygotowaniem petycji, ogłaszaniem konkursów o treści technicznej, zakładaniem bibliotek, wydawaniem czasopism, urządzaniem wystaw i wycieczek. Towarzystwo należało do powstałej w 1922 roku z jego inicjatywy Stałej Delegacji Polskich Zrzeszeń Technicznych, w 1924 roku przekształconej w Związek Polskich Zrzeszeń Technicznych. Funkcjonowanie stowarzyszenia zostało przerwane w 1939 roku [1, 2].

17-19 maja 1902 roku uroczystość obchodzono 25-lecie Towarzystwa Politechnicznego. Jubileuszowi towarzyszyła wystawa prac członków i wynalazków, z jej okazji wybito okolicznościowy medal (rys. 1) [2, 3].



Rys. 1. Medal wystawy jubileuszowej Towarzystwa Politechnicznego we Lwowie (zbiory autora)

8-10 września 1882 roku w Krakowie odbył się I Zjazd Techników Polskich, w którym uczestniczyli technicy różnych specjalności z trzech zaborów i innych krajów. Jeszcze w czasie zaborów zorganizowano w różnych miastach kilka kolejnych zjazdów [2, 4].

1.3. Stowarzyszenia techniczne w Warszawie

Na przełomie XIX i XX wieku nastąpił szybki rozwój elektrotechniki. Spowodowało to organizację na ziemiach polskich pierwszych branżowych organizacji elektryków. Ich głównym celem było poszerzanie wiedzy fachowej, ale stawiano też zadania związane z potrzebami danego regionu [2, 5].

Pierwsze zrzeszenie elektryków w Warszawie powstało w 1899 roku jako Delegacja Elektrotechniczna przy Sekcji Technicznej Warszawskiego Oddziału Towarzystwa

Popierania Rosyjskiego Przemysłu i Handlu. W dniach 1-3 października 1903 roku odbył się w Warszawie pierwszy w historii Zjazd Elektrotechników w Polsce. Ze względów konspiracyjnych, obrady odbywały się jako "Ogólne Posiedzenie Członków Delegacji przy współudziale zaproszonych gości". W 1904 roku Delegacja Elektrotechniczna została przekształcona w Koło Elektrotechników, a w 1907 roku Koło zostało włączone do Stowarzyszenia Techników w Warszawie.

Wkrótce po odzyskaniu przez Polskę niepodległości, 7-9 czerwca 1919 roku odbył się pierwszy Ogólnopolski Zjazd Elektrotechników, na którym zostało utworzone Stowarzyszenie Elektrotechników Polskich, opisane w rozdziale 2 [2, 4].

1.4. Związek Polskich Inżynierów Elektryków

W 1916 roku utworzono Związek Zawodowy Inżynierów Elektrotechników, zajmujący się samopomocą koleżeńską. W 1932 roku organizacja została przekształcona w Związek Polskich Inżynierów Elektryków, zrzeszający wyłącznie elektryków z wyższym wykształceniem. Działalność związku została zakończona w czerwcu 1939 roku, po połączeniu ze Stowarzyszeniem Elektryków Polskich [2, 6].

Pamiętką po działalności tej organizacji jest wydany w 1936 roku Spis inżynierów elektryków polskich, zawierający dane ponad tysiąca osób (rys. 2) [7].



Rys. 2. Okładka Spisu Inżynierów Elektryków Polskich z 1936 r.

1.5. Akademia Nauk Technicznych

W 1920 roku z inicjatywy naukowców związanych ze środowiskiem politechnicznym powołano w Warszawie Akademię Nauk Technicznych, której celem był rozwój nauk technicznych i matematyczno-fizycznych. Wśród czterech wydziałów utworzony został Wydział Mechaniczny, w ramach którego znajdowała się też elektrotechnika. Pierwszym prezesem był Gabriel Narutowicz, a pierwszym członkiem honorowym został Ignacy Mościcki. W maju 1939 roku uchwalono ustawę o utworzeniu Polskiej Akademii Nauk Technicznych (PANT). Po II wojnie światowej działalność Akademii była utrudniana przez ówczesne władze. Na znak protestu mandat sekretarza generalnego złożył Janusz Groszkowski. Ostatecznie członkowie Prezydium PANT złożyli mandaty w 1949 roku [2, 8].

1.6. Integracja stowarzyszeń technicznych

Działalność licznych organizacji technicznych powodowała potrzebę skupienia w ramach jednego stowarzyszenia. Próby takie podejmowało już od lat 70-tych XIX wieku wspomniane Towarzystwo Politechniczne we Lwowie oraz Krakowskie Towarzystwo Techniczne. W trakcie III Zjazdu Techników Polskich we Lwowie w 1894 roku powołano jako reprezentację techników polskich Stałą Delegację Zjazdów przy Towarzystwie Politechnicznym we Lwowie, przekształconą w 1912 roku w Radę Zjazdów i Zrzeszeń Technicznych. Po odzyskaniu przez Polskę niepodległości, w 1922 roku powołano Stałą Delegację Polskich Zrzeszeń Technicznych. Wśród założycieli było też Stowarzyszenie Elektrotechników Polskich. W 1924 roku Stałą Delegację przekształcono w Związek Polskich Zrzeszeń Technicznych [1, 2].

1.7. Polski Związek Przedsiębiorstw Elektrotechnicznych

Przed II wojną światową działały też związki przedsiębiorstw. W 1917 roku powstał w Warszawie Związek Firm Elektrotechnicznych miasta stołecznego Warszawy. Z czasem działalność związku rozszerzyła się, w wyniku czego został przekształcony w Polski Związek Przedsiębiorstw Elektrotechnicznych. Działalność zakończyła się po wybuchu II wojny światowej. Inną organizacją zrzeszającą przedsiębiorców był powołany w 1919 roku Związek Elektrowni Polskich. Przeszedł on istnieć po zburzeniu Warszawy w 1944 roku [2, 6].

2. STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH

2.1. Działalność SEP do II wojny światowej

23 marca 1919 roku Koło Elektrotechników przy Stowarzyszeniu Techników w Warszawie utworzyło Komitet Organizacyjny pod przewodnictwem prof. inż. Mieczysława Pożaryskiego, który doprowadził do organizacji odbytego w dniach 7-9 czerwca 1919 roku Ogólnopolskiego Zjazdu Elektrotechników w Warszawie. W trakcie Zjazdu powołano Stowarzyszenie Elektrotechników Polskich, którego pierwszym prezesem został Mieczysław Pożaryski [2].

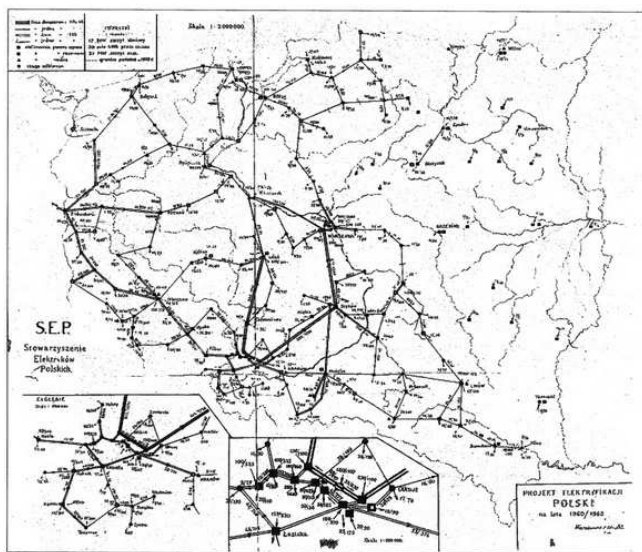
Znaczące zmiany w działalności SEP związane były z wprowadzeniem w 1929 roku nowego statutu. Nazwa organizacji została zmieniona na Stowarzyszenie Elektryków Polskich, zamiast kół wprowadzono oddziały, najwyższą władzą, w przeciwieństwie do dotychczasowych Zgromadzeń Delegatów Kół miały być Walne Zgromadzenia, utworzono Sekretariat Generalny, sekcje, komitety i centralne komisje [2, 9]. W tym czasie nastąpiła też dalsza konsolidacja przez rozwiązanie Stowarzyszenia Radiotechników Polskich i włączenie jego członków do utworzonej w ramach SEP Sekcji Radiotechnicznej.

W okresie od 1929 do 1939 roku działalność Stowarzyszenia Elektryków Polskich rozwijała się w szybkim tempie. Dużą aktywność przejawiały Polski Komitet Elektrotechniczny, Centralna Komisja Słownictwa Elektrotechnicznego i Komisja Wydawnicza. Utworzono Biuro Znaków Przepisowego SEP. W czerwcu 1939 roku do SEP zostało przyłączone Stowarzyszenie Teletechników Polskich i Związek Polskich Inżynierów Elektryków.

2.2. SEP w czasie II wojny światowej i okres powojenny

Rzeczywistość Stowarzyszenia została zatrzymana w wyniku wybuchu II wojny światowej i zdelegalizowania przez okupanta. Siedziba w Pałacu Kronenberga została spalona.

Mimo to, SEP był jednym z niewielu stowarzyszeń, które działało przez całą okupację. Prowadzono odczyty i kursy dla elektromonterów. Pod kierownictwem prof. Jana Obrąpalskiego pracowano nad programem elektryfikacji powojennej Polski (rys. 3). Równie aktywnie działali członkowie SEP, którzy znaleźli się na Zachodzie [2, 6].



Rys. 3. Plan elektryfikacji powojennej Polski opracowany przez SEP w czasie II wojny światowej

Już w 1945 roku podjęto starania o reaktywację Stowarzyszenia. W pierwszych latach powojennych prowadzono działalność zgodnie z przedwojennymi tradycjami. Szybko jednak na drodze aktywnego działania stanęły warunki zewnętrzne. Władze centralne chcąc uzależnić od siebie działalność stowarzyszeń technicznych utworzyły Naczelną Organizację Techniczną, jako "jedynego przedstawiciela świata technicznego" w stosunku do państwa i społeczeństwa. Zmiany w statucie SEP, uzależniające działalność od decyzji NOT wprowadzono w 1947 r. [2, 9].

W 1947 roku odbył się I Zjazd Delegatów w Warszawie. Od 1949 do 1954 roku również w Warszawie odbyło się sześć kolejnych Zjazdów. VIII Zjazd Delegatów został zorganizowany w 1955 roku w Poznaniu, IX w 1956 roku w Krakowie, X w 1957 roku w Katowicach. Przełom w działalności SEP nastąpił po rozluźnieniu ograniczeń związanych z okresem stalinowskim w 1956 roku. Uchwalony na Zjeździe w 1957 roku statut zakładał powrót do aktywności w zakresie kursów, odczytów, konferencji, normalizacji, słownictwa itd. Szczególnie uroczysty charakter miał XVIII Walny Zjazd Delegatów SEP w Warszawie w czerwcu 1969 roku, w związku z obchodami 50-lecia działalności Stowarzyszenia. XIX Walny Zjazd Delegatów odbył się w Krakowie w 1972 roku w zmienionej sytuacji społeczno-gospodarczej, związanej z wydarzeniami z grudnia 1970 roku i objęciem funkcji pierwszego sekretarza KC PZPR przez Edwarda Gierka [2, 9]. Obecnie Stowarzyszenie Elektryków Polskich w 50 oddziałach zrzesza ponad 20 tys. członków.

3. POLSKIE TOWARZYSTWO ELEKTROTECHNIKI TEORETYCZNEJ I STOSOWANEJ

3.1. Początki PTETiS

Równoległe ze Stowarzyszeniem Elektryków Polskich, które jest organizacją zawodową, aktywnie działa Polskie

Towarzystwo Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej - organizacja naukowa, zrzeszająca profesorów i młodszych pracowników naukowych. Idea powołania do życia towarzystwa naukowego promującego elektrotechnikę zrodziła się w Polskiej Akademii Nauk w roku 1960. PTETiS został powołany w 1961 roku z inicjatywy profesorów: Janusza Groszkowskiego, Pawła Szulkina, Witolda Nowickiego, Ignacego Maleckiego i Bolesława Dubickiego oraz ówczesnego ministra szkolnictwa wyższego Henryka Golańskiego. Pierwszym przewodniczącym PTETiS był prof. dr inż. Paweł Szulkin [6].

Oficjalnie działalność PTETiS rozpoczęto 26 stycznia 1961 roku. W pierwszym roku powstały cztery Oddziały: Warszawski, Gliwicki, Łódzki i Poznański, w drugim roku dołączyły trzy następne: Gdański, Krakowski i Wrocławski. Od początku nadrzędnym celem PTETiS była szeroko rozumiana działalność promująca i wspierająca elektrotechnikę. Oprócz klasycznej elektrotechniki członkowie zajmują się elektroniką, informatyką czy też automatyką.

3.2. Rozwój PTETiS

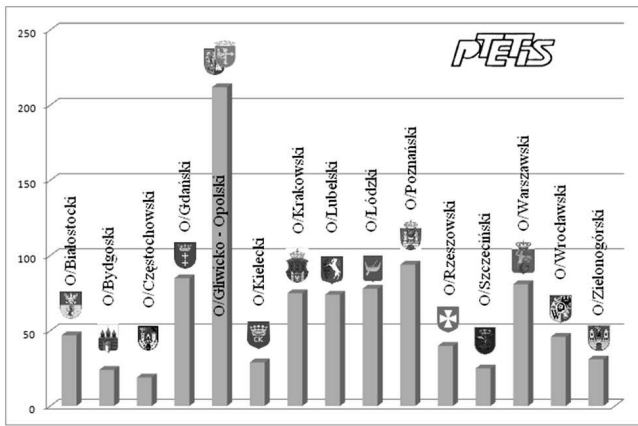
Idea oraz oferta PTETiS okazała się aktualna i atrakcyjna, o czym świadczy ciągły jego rozwój. Na przestrzeni lat powstawały nowe Oddziały oraz Sekcje, realizujące swą działalność w uznanych ośrodkach akademickich na terenie całego kraju. Dziś Towarzystwo liczy 15 Oddziałów oraz trzy sekcje. Patrząc na mapę Polski (rys. 4) widać, że we wszystkich większych ośrodkach PTETiS występuje i działa.



Rys. 4. Oddziały PTETiS na mapie Polski

Obecnie liczba członków PTETiS liczy około 960 osób (rys. 5). Najliczniejszy Oddział Gliwiczko-Opolski zrzesza ponad 200 osób. Są też oddziały liczące po kilkunastu członków. Siłą PTETiS są przede wszystkim wspaniali, ambitni Członkowie, którzy aktywnie realizują zadania postawione stowarzyszeniu.

PTETiS współpracuje również z innymi towarzystwami naukowymi, uczelniami, instytucjami badawczymi oraz podmiotami przemysłowymi. Część z nich jest Członkami wspierającymi, pomagając w bieżącej działalności.



Rys. 5. Liczba członków poszczególnych Oddziałów PTETiS

Nad sprawną realizacją celów statutowych czuwali i czuwają Przewodniczący PTETiS. W ciągu sześćdziesięciu lat było ich dziesięciu (rys. 6). Byli i są to Profesorowie o uznanym autorytecie i dorobku, którzy swą postawą przyciągali do Towarzystwa szereg wartościowych pracowników nauki i potrafili stworzyć atmosferę wzajemnego poszanowania i współpracy.



Rys. 6. Przewodniczący PTETiS

3.3. Działalność statutowa PTETiS

Podstawowym celem PTETiS jest popularyzowanie i upowszechnianie dokonań z zakresu elektrotechniki, elektroniki, informatyki i automatyki. Nie bez znaczenia jest również integracja środowisk naukowych, akademickich i przemysłowych.

Cele statutowe realizowane są przede wszystkim poprzez organizację konferencji i innych aktywności naukowych. PTETiS wspiera i prowadzi działalność wydawniczą, nie tylko z zakresu nauk technicznych. Istotnym elementem jest działalność dokumentująca historycznie ważne postacie i wydarzenia. Stowarzyszenie wspiera także działania młodych adeptów nauki, poprzez umożliwianie wystąpień publicznych, nagrody oraz inne formy, pozwalające na szybszą realizację kolejnych szczebli kariery.

Najwyższą formą uznania w stowarzyszeniu jest godność Członka Honorowego PTETiS. Członkowie obdarzeni tym tytułem są osobami znanymi, o niekwestionowanych osiągnięciach, zarówno w odniesieniu do nauki, jak i działalności w Towarzystwie. Aktualna liczba Członków Honorowych liczy 86 osób, a pierwsi z nich otrzymali ten tytuł już w roku powołania PTETiS. Byli to prof. Stanisław Fryze oraz prof. Janusz Groszkowski.

Działalność stowarzyszenia obejmuje nie tylko aspekty współczesnej nauki. Niesłuchanie ważne jest również

zachowanie w pamięci znakomitych postaci polskiej elektryki. Dlatego od roku 2007 PTETiS organizuje akcję Patron Roku, w ramach której upamiętniane są sylwetki wybitnych elektryków. Najczęściej patronem zostaje osoba, której setna czy też inna "okrągła" rocznica urodzin przypada w danym roku. W ośrodku, w którym dany Patron działał organizowane są sesje jubileuszowe, przypominające sylwetkę oraz dokonania. Do tej pory Patronami Roku byli: Tadeusz Cholewicki (2007), Stanisław Szpor (2008), Bronisław Sochor (2009), Wojciech Urbański (2010), Jan Kożuchowski (2011), Tadeusz Zagajewski (2012), Roman Dzieślewski (2013), Władysław Kołek (2014), Alfons Hoffmann (2015), Władysław Latek (2016), Władysław Pełczewski (2017), Jerzy Jaczewski (2018), Karol Franciszek Pollak (2019), Michał Jabłoński (2020).



Rys. 7. Żołnienie kwiatów pod tablicą prof. Władysława Pełczewskiego, Politechnika Łódzka, 13.06.2017 (fot. Dariusz Świsulski)

W sesjach jubileuszowych biorą udział nie tylko osoby znane z osiągnięć dla współczesnej elektrotechniki i elektroniki. Niezwykle ciepło o tej akcji wypowiadają się Rodziny i potomkowie Patronów Roku, którzy często te uroczystości uświetniają osobistymi wspomnieniami o Profesorach. Dzięki temu możemy poznać ich nie tylko od strony zasług dla rozwoju nauki, lecz również postawy w życiu prywatnym. Sesje jubileuszowe Patrona Roku są wspaniałymi wydarzeniami dla lokalnych środowisk naukowych. Bardzo często są to okazje do odsłaniania tablic pamiątkowych, które już na stałe od tego czasu przypominają o dokonaniach Nestorów (rys. 8).



Rys. 8. Odsłonięcie tablicy pamiątkowej poświęconej prof. Alfonsowi Hoffmannowi, Politechnika Gdańska, 29.06.2015 (fot. Krzysztof Woliński)

Osobom oraz instytucjom wyróżniającym się w działalności na rzecz stowarzyszenia przyznawane są Złote i Srebrne Odznaki PTETiS. Takie działanie jest formą wdzięczności za zaangażowanie w ideę popularyzacji elektrotechniki.

Spśród licznych konferencji organizowanych przez PTETiS na przestrzeni lat, wiele stało się rozpoznawalnymi i zdobyło uznanie, zarówno na arenie krajowej, jak i międzynarodowej.

Konferencja Wybrane Zagadnienia w Elektrotechnice i Elektronice była organizowana na początku jako seminarium Zarządu Głównego PTETiS. W kolejnych latach jego organizacją zajmowały się różne Oddziały. Proponowana forma odniosła sukces i w ostatnich latach WZEE jest już pełnoprawną konferencją międzynarodową, gromadzącą wielu uczestników. W bieżącym roku odbyła się już jej 16-ta edycja.



Rys. 9. Uczestnicy WZEE w Rzeszowie, 5.05.2016 (fot. Marian Misiakiewicz)

Konferencja Oddziału Warszawskiego - Postępy w Elektrotechnice Stosowanej PES, jest następcą konferencji organizowanych przez ten Oddział nieprzerwanie od 1966 roku. Niespotykana atmosfera oraz tematyka skoncentrowana na praktycznych zastosowaniach elektrotechniki przyciąga stałą i znaczącą liczbę uczestników.

Ewenementem jest również konferencja organizowana przez Oddział Poznański - Zjawiska Elektromagnetyczne w obwodach nieliniowych. Jest ona organizowana od roku 1972, jako konferencja międzynarodowa. Obecnie za organizację odpowiedzialne są ośrodki z wielu krajów świata.

Zagadnieniami pomiarów magnetycznych zajmuje się już od dekad Oddział Częstochowski. Obecnie Symposium of Magnetic Measurements & Modeling SMMM jest konferencją międzynarodową o uznanej reputacji oraz pozwalającą na publikację w renomowanych czasopismach.

Polskie Towarzystwo Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej dokumentuje swoją działalność w wydawanych cyklicznie rocznikach. Znajduje się w nich zestawienie najważniejszych dokonań Zarządu Głównego, Oddziałów oraz członków w poszczególnych latach.

PTETiS aktywnie współpracuje z redakcjami periodyków krajowych i zagranicznych, ułatwiając członkom publikację wartościowych prac naukowych, prezentowanych zwłaszcza na konferencjach.

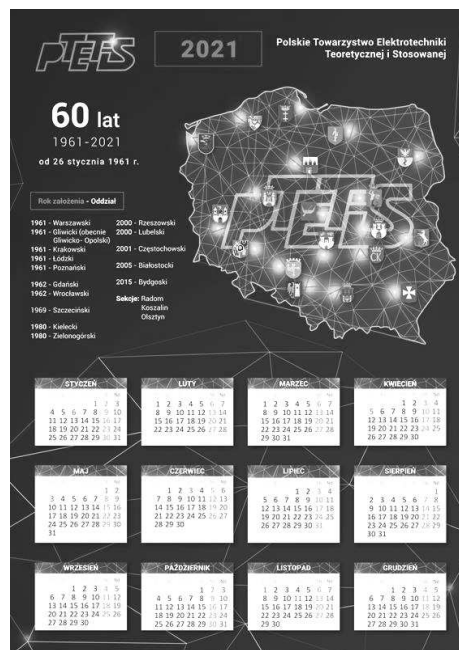
Bardzo ciekawą i oryginalną publikacją jest też Złota Księga Seniorów PTETiS. Zaprezentowano w niej sylwetki zaangażowanych w działalność stowarzyszenia Nestorów. Najcenniejsze w tej publikacji jest to, że autorzy przekazali

swoje opinie na temat tych czynników i postaw, które są najbardziej wartościowe w dążeniu do realizacji celów naukowych i życiowych.



Rys. 10. Złota Księga Seniorów PTETiS

Formą popularyzacji PTETiS jest też kalendarz, opracowywany od 2016 roku przez dr. hab. inż. Jacka Kuszniara z Oddziału Białostockiego. Jest to ważne wydawnictwo, przypominające o konferencjach organizowanych przez Towarzystwo. Kalendarz na rok 2021 przypomina o Roku Jubileuszowym.

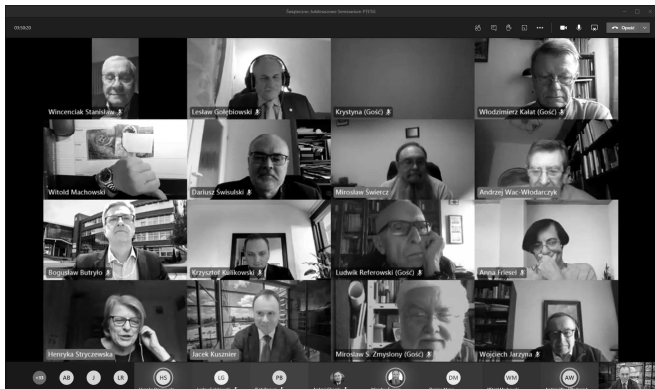


Rys. 11. Kalendarz PTETiS na rok 2021

Społeczność PTETiS jest jak jedna duża rodzina. Ta integracja naukowców z całej Polski przejawia się nie tylko uczestnictwem w konferencjach czy sympozjach czysto naukowych. Konferencje oraz spotkania organizowane przez Oddziały pozwalają na wizytę w laboratoriach uczelni oraz bezpośrednie zapoznanie z badaniami tam realizowanymi, co często skutkuje nawiązaniem bliższej współpracy.

Od kilku lat PTETiS organizuje Wigilie Elektryków. Są to ważne spotkania, pozwalające na podsumowanie mijającego roku oraz nakreślenie działań na lata przyszłe. Każdego roku gości nas inny Oddział. Często Wigilie odbywają się w połączeniu z konferencjami naukowymi.

W ostatnim roku, ze względu na epidemię bezpośrednie spotkanie nie było możliwe. Aby tradycji stało się zadość, odbyło się ono zdalnie przez internet.



Rys. 12. Spotkanie Wigilijne członków PTETiS w warunkach epidemii, 18.12.2020

4. PODSUMOWANIE

60 lat działalności to dość krótki czas. Zdecydowanie nie jest to pora odejścia na emeryturę i wszyscy członkowie i działacze mają nadzieję, że emerytura dla PTETiS nigdy nie nadejdzie. W dalszym ciągu nadrzędnym celem jest ciągły rozwój oraz poszerzanie oferty Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej. Aby tak było, zachęcamy serdecznie wszystkich do współpracy i aktywnej działalności w strukturach naszego Towarzystwa.

HISTORY OF POLISH ELECTROTECHNICAL ASSOCIATIONS ON THE 60TH ANNIVERSARY OF POLISH SOCIETY OF THEORETICAL AND APPLIED ELECTRICAL ENGINEERING

The article presents the history of Polish technical associations. Organizations associating people professionally involved in electrical engineering have been operating since the nineteenth century, incl. in Paris, Lviv and Warsaw. In 1961, the Polish Society of Theoretical and Applied Electrical Engineering (PTETiS) was established. PTETiS is a scientific organization associating professors and junior scientists, which promotes and supports the development of electrical engineering. Currently, the number of members of PTETiS is approximately 960 people associated in 15 sections. As part of its activities, scientific conferences and published scientific publications are organized.

Keywords: history of electrical engineering, technical associations, PTETiS.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Piłatowicz J.: Ruch stowarzyszeniowy inżynierów i techników polskich do 1939 r. T. II. Słownik polskich stowarzyszeń technicznych i naukowo-technicznych do 1939 r., Naczelna Organizacja Techniczna, Warszawa 2005.
2. Świsulski D.: Polska elektryka w medalierstwie i filatelistyce, Stowarzyszenie Elektryków Polskich, Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw, Warszawa 2018.
3. Strzałkowski J.: Medale polskie 1901-1944. Polskie Towarzystwo Archeologiczne i Numizmatyczne, Warszawa 1981.
4. Michalski W.: 95 lat Oddziału Radomskiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Biuletyn Informacyjny Oddziału Radomskiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich, nr 1/2016 (22), s. 3-12.
5. Wawrzyński A.: Początki ruchu stowarzyszeniowego elektryków na ziemiach polskich. Z kart historii elektryki na Pomorzu, Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk, Gdańsk 2012, s. 151-153.
6. Kossobudzki S., Smoluchowski W.: Zrzeszenia. Historia elektryki polskiej, tom 1, Nauka, piśmiennictwo i zrzeszenia, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1976.
7. Spis inżynierów elektryków polskich, Naczelna Organizacja Inżynierów Rzeczypospolitej Polskiej, Związek Polskich Inżynierów Elektryków, Warszawa 1936.
8. Hübner P.: Akademia Nauk Technicznych. Forum Akademickie, R. 18, nr 12 (2011), s. 66-67.
9. Kołakowski T. E.: 95 lat Stowarzyszenia Elektryków Polskich 1919-2014, Warszawa-Katowice 2014.

BADANIE ZABEZPIECZEŃ MODUŁÓW WYTWARZANIA ENERGII ZGODNIE Z WYMAGANIAMI KODEKSU SIECI RfG

Kacper CHYŁA¹, Mirosław WŁAS²

2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 583472337, e-mail: miroslaw.wlas@pg.edu.pl

Streszczenie: Celem zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego w ramach systemu wzajemnie połączonego, niezbędnym jest ustalenie jednakowych wymogów mających zastosowanie do modułów wytwarzania energii. W tym celu ustanowiony został kodeks sieci RfG dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci. W pracy przedstawione zostały wymagania kodeksu sieci RfG wobec zabezpieczeń źródeł wytwórczych. Na stanowisku badawczym przeprowadzono próby działania zabezpieczeń z wykorzystaniem przełącznika zabezpieczeniowego REX 640 na modelu sieci oraz wykonana została komunikacja z nadrzędnym systemem SCADA wykorzystując protokół IEC 61850. Przeprowadzone badania są niezbędne do złożenia dokumentu PGMD zezwalającego na eksploatację modułu wytwarzania energii.

Słowa kluczowe: Kodeks sieci RfG, REX 640, IEC 61850, PGMD.

1. KODEKS SIECI RfG

1.1. Wprowadzenie

Rozporządzeniem Komisji Unii Europejskiej z dnia 14 kwietnia 2016 ustanowiony został Kodeks sieci (NC RfG – *Network Code, Requirements for Generators*) dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci. Kodeks sieci obowiązuje w Polsce od dnia 27 kwietnia 2019 roku [1].

Kodeks określa wymogi dotyczące przyłączania do sieci jednostek wytwórczych. W kodeksie sieci poprzez pojęcie jednostka wytwórcza rozumie się: synchroniczne moduły wytwarzania energii, moduły parku energii oraz morskie moduły parku energii. Kodeks sieci ustanawia przepisy zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności zakładów wytwarzających energię elektryczną przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

1.2. Przepisy ogólne

Wymogi dotyczące przyłączania modułów wytwarzania energii do sieci stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii. Operator systemu dystrybucyjnego może odmówić przyłączenia modułu, który nie spełnił wymogów określonych przez kodeks sieci. Kodeks sieci nie jest stosowany w przypadkach [2]:

- modułów wytwarzania energii przyłączonych do systemu przesyłowego, ani do części systemu przesyłowego czy dystrybucyjnego wysp stanowiących części państw członkowskich, który nie pracuje synchronicznie z obszarem synchronicznym,
- modułów wytwarzania energii, które zostały zainstalowane w celach zapewnienia zasilania

rezerwowego, które pracują równolegle z systemem przez mniej niż 5 minut w miesiącu,

- modułów wytwarzania energii, które nie mają stałego punktu przyłączenia do sieci i są używane przez operatorów do tymczasowego zapewnienia mocy,
- urządzeń magazynujących energię elektryczną, wyjątek stanowią szczytowo-pompowe moduły wytwarzania energii.

Istniejące moduły wytwarzania energii nie są objęte wymaganiami kodeksu sieci. Istnieje jednak wyjątek, gdy moduł wytwarzania (typu C lub D) został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona. Moduł wytwarzania energii uznaje się za zgodny z przepisami kodeksu sieci, jeżeli [2]:

- moduł jest już przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie rozporządzenia,
- właściciel zakładu wytwarzania energii zawarł ostateczną umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie od 2 lat od wejścia w życie rozporządzenia.

Kodeks sieci definiuje cztery typy modułów wytwarzania energii. Typy A, B, C – napięcie w punkcie przyłączenia niższe niż 110 kV, Typ D – napięcie w punkcie przyłączenia co najmniej 110 kV, niezależnie od mocy modułu. Moce maksymalne dla każdego typu zostały określone przez właściwego operatora sieci przesyłowej danego kraju (w Polsce – PSE S.A.).

1.3. Kodeks sieci a Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Wprowadzeniem i przystosowaniem wymagań kodeksu sieci do polskiego systemu elektroenergetycznego zajęło się PSE S.A. we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych. Od dnia 07.12.2016 r. PSE S.A. organizowało spotkania mające na celu ustalenie zbioru wymagań technicznych kodeksu sieci. Dnia 16.07.2018 r. prezes URE wydał decyzję [3] zatwierdzającą wartości progów mocy maksymalnych dla poszczególnych typów modułów wytwarzania energii:

- A – od 0,8 do 200 kW,
- B – od 0,2 do 10 MW,
- C – od 10 do 75 MW,
- D – od 75 MW.

Prezes URE decyzją z dnia 02.01.2019 r. zatwierdził wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci. Stosowanie wymogów określonych w kodeksie sieci oraz wymogów określonych na jego podstawie zaczęło obowiązywać w Polsce od 27.04.2019 r.

1.4. Dokument PGMD

Celem pozwolenia na użytkowanie i przyłączenie każdego nowego modułu wytwarzania energii typu B i C, właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawia operatorowi systemu dystrybucyjnego dokument PGMD (*Power-generating Module Dokument*) [4]. Jeżeli w ramach jednego zakładu wytwarzania energii znajduje się kilka źródeł wytwórczych, to dla każdego z osobna przedstawia się niezależny dokument PGMD.

W dokumencie poza ogólnymi informacjami, jakimi są dane właściciela oraz zakładu wytwarzania energii, operator systemu może zażądać, aby właściciel zakładu uwzględnił także [4]:

- dowód umowy w sprawie nastaw zabezpieczeń i regulacji odpowiednich dla punktu przyłączenia,
- szczegółowe poświadczenie zgodności,
- szczegółowe dane techniczne modułu wytwarzania energii,
- certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący,
- modele symulacyjne dla modułów typu C,
- sprawozdania z testów zgodności,
- analizy pokazujące osiągi modułu w stanie ustalonym i dynamicznym.

Operator systemu po akceptacji dokumentu PGMD wydaje ostateczne pozwolenie na użytkowanie właścicielowi zakładu wytwarzania energii.

2. WYMAGANIA TECHNICZNE

2.1. Zbiór wymagań technicznych dla modułów typu A

Dla poszczególnych typów modułów wytwarzania przewidziane zostały odmienne wymagania techniczne. Przy czym jednostki wyższego typu muszą spełniać jednocześnie wymogi dla jednostek niższego typu. Oznacza to, że moduł wytwarzania typu D musi jednocześnie spełniać wymagania dla modułów A, B oraz C.

W niniejszym artykule przedstawione zostały wymagania techniczne dla modułów typu A i B. Wymagania dla modułów typu B są istotne dla części badawczej.

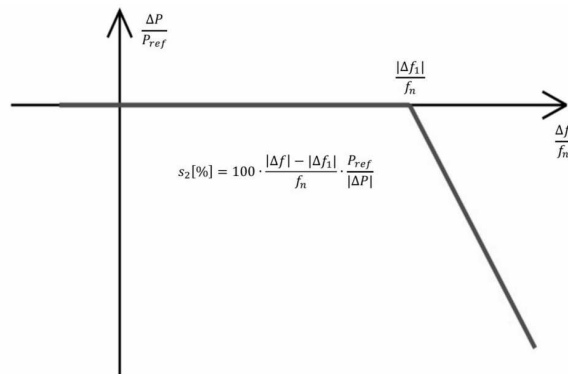
Do modułów wytwarzania typu A zalicza się moduły o mocy od 0,8 do 200 kW, w tym mikroinstalacje. W dalszej części artykułu zostaną podane podstawowe wymagania dla modułów typu A. Szczegółowe informacje o wymaganiach technicznych dla modułów wytwarzania typu A można znaleźć w [5].

Moduły typu A muszą mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz pracy w zakresach częstotliwości i okresach podanych w tabeli 1 oraz muszą mieć zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz do pracy przy zmianach częstotliwości nie większych niż +/-2,0 Hz/s [5].

Tabela 1. Zakresy częstotliwości i okresy do zdolności zachowania połączenia z siecią

| Zakres częstotliwości [Hz] | Czas pracy |
|----------------------------|----------------|
| 47,5 – 48,5 | 30 min |
| 48,5 – 49,0 | 30 min |
| 49,0 – 51,0 | nieograniczony |
| 51,0 – 51,5 | 30 min |

Moduły wytwarzania typu A muszą mieć zdolność do aktywowania rezerwy mocy czynnej w odpowiedzi na wzrost częstotliwości (tryb LFSM-O – *Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency*) [5] zgodnie z rysunkiem 1.

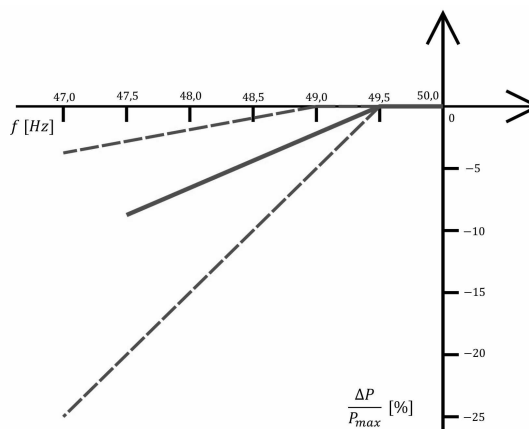


Rys. 1. Zdolność modułów do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie LFSM-O

Objaśnienia do rysunku 1: P_{ref} – moc czynna maksymalna, ΔP – zmiana generowanej mocy czynnej, f_n – częstotliwość znamionowa. Gdy wartość Δf jest powyżej Δf_1 , moduł wytwarzania musi zapewnić redukcję generowanej mocy czynnej zgodnie z wartością statyzmu s_2 .

Moduły muszą mieć zdolność do reakcji na zmianę częstotliwości przy jak najkrótszej zwłoce czasowej. Zwłokę powyżej 2 sekund należy odpowiednio uzasadnić.

Moduły wytwarzania typu A dopuszczają redukcję mocy czynnej w stosunku do maksymalnej generowanej mocy przy zmniejszającej się częstotliwości dla synchronicznych modułów wytwarzania typu blok gazowy lub gazowo-parowy – 4% mocy maksymalnej na 1 Hz, przy spadku częstotliwości poniżej 49,5 Hz (rysunek 2) [5].



Rys. 2. Maksymalny spadek zdolności do generacji mocy czynnej przy spadku częstotliwości dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu blok gazowy lub gazowo-parowy (linia przerywana – zakres wg NC RfG, linia ciągła - wymóg)

Na podstawie przedstawionych wymagań technicznych moduły wytwarzania typu A, w tym mikroinstalacje, powinny posiadać następujące zabezpieczenia:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie pod i nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej.

2.2. Zbiór wymagań technicznych dla modułów typu B

Moduły wytwarzania energii typu B (od 0,2 MW do 10 MW), jak wcześniej wspomniano muszą spełniać wymagania modułów wytwarzania typu A. Moduły wytwarzania typu B muszą spełniać wymagania dotyczące pozostania w pracy podczas zwarcia. Jednostka wytwórcza

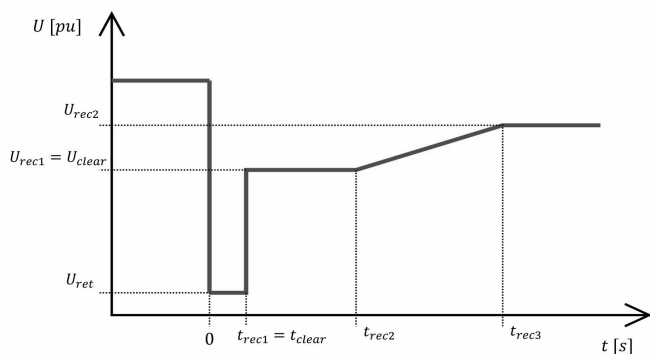
może odłączyć się od sieci podczas zwarcia w przypadku, gdy napięcie międzyfazowe w punkcie przyłączenia obniży się poniżej wymaganego profilu pozostawania w pracy podczas zwarcia.

W tabeli 2 przedstawione zostały parametry wymaganego profilu dla synchronicznych modułów wytwarzania energii, a na rysunku 3 przedstawiony został wymagany profil. Parametr U_{ret} oznacza napięcie utrzymane w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia, t_{clear} oznacza moment usunięcia zwarcia. Parametry U_{recX} , t_{recX} określają pewne punkty dolnych wartości granicznych.

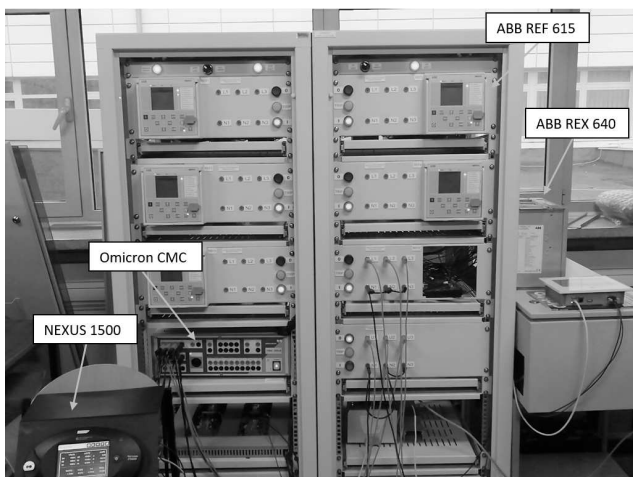
Pozostałe wymagania dla modułów wytwarzania typu B można znaleźć w [6].

Tabela 2. Parametry w zakresie zdolności synchronicznych modułów wytwarzania energii do pozostawania w pracy w czasie zwarcia

| Parametry napięcia [p.u.] | Parametry czasu [s] | | |
|---------------------------|---------------------|-------------|------|
| U_{ret} | 0,05 | t_{clear} | 0,15 |
| U_{clear} | 0,70 | t_{rec1} | 0,15 |
| U_{rec1} | 0,70 | t_{rec2} | 0,70 |
| U_{rec2} | 0,85 | t_{rec3} | 1,50 |



Rys. 3. Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla synchronicznego modułu wytwarzania energii



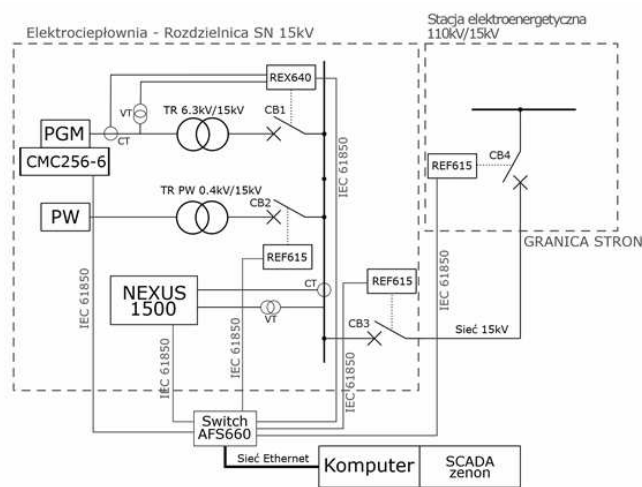
Rys. 4. Stanowisko badawcze

3. STANOWISKO BADAWCZE

Podstawą do zbudowania stanowiska badawczego był rzeczywisty obiekt jakim jest elektrociepłownia gazowa. Obiekt, jako że jest w fazie budowy, musi spełniać wymagania kodeksu sieci RfG. Moc generatora zastosowanego na obiekcie wynosi 2028 kW, a więc zaliczamy go do modułów wytwarzania energii typu B.

Na rysunku 4 przedstawione zostało stanowisko badawcze. Urządzeniami składowymi stanowiska były przełączniki zabezpieczeniowe REF 615 oraz REX 640 (ABB), które służyły jako urządzenia zabezpieczające. Do symulowania generatora wykorzystany został tester zabezpieczeń Omicron CMC 256-6. Na stanowisku znajdował się także analizator parametrów sieci Nexus 1500. Do obsługi stanowiska wykorzystane zostały odpowiednie programy inżynierskie. Dodatkowo na stanowisku znajdował się komputer z systemem SCADA (COPA-DATA zenon). Wszystkie urządzenia na stanowisku zostały połączone w sieć i skomunikowane zgodnie z protokołem IEC 61850. Szczegółowy opis stanowiska, oprogramowania i obiektu rzeczywistego znajdują się w [7].

Zaimplementowany na stanowisku model sieci został przedstawiony na rysunku 5. Model sieci odwzorowuje fragment rozdzielni SN elektrociepłowni.



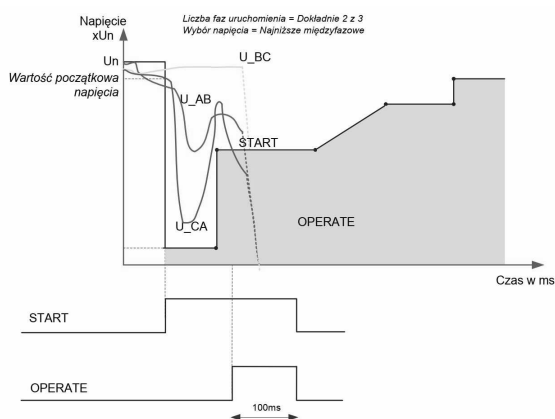
Rys. 5. Graficzne przedstawienie struktury zamodelowanej sieci (PGM – moduł wytwarzania energii, PW – potrzeby własne)

4. PRZEPROWADZONE BADANIA

Na stanowisku badawczym zostało przeprowadzone badanie dotyczące pozostawania w pracy podczas zwarcia dla synchronicznego modułu wytwarzania energii. Nastawy zabezpieczeń wynikały wprost z przepisów kodeksu sieci RfG.

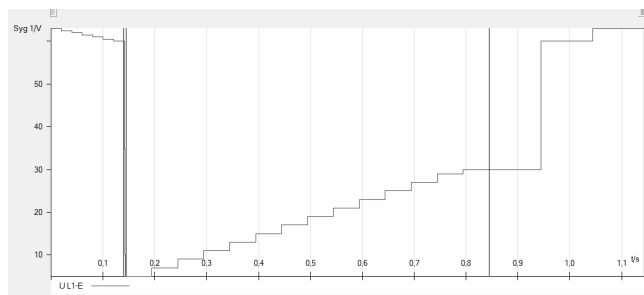
Zabezpieczeniem wykorzystanym w badaniach było zabezpieczenie LVRTPTUV (nomenklatura wg IEC 61850), które jest zabezpieczeniem z funkcją przetrzymywania niskiego napięcia. Zasadniczo zabezpieczenie to sprowadza się do zabezpieczenia podnapięciowego. Funkcja zabezpieczeniowa LVRTPTUV umożliwia określenie własnej krzywej przetrzymywania niskiego napięcia (LVRT) dla generatorów zgodnie z obowiązującymi wymogami. Krzywa LVRT w badaniach została określona zgodnie z wymaganiami kodeksu sieci RfG przedstawionymi w tabeli 2.

Zasada działania funkcji LVRTPTUV została przedstawiona na rysunku 6. Funkcja po zarejestrowaniu spadku mierzonego w punkcie przyłączenia napięcia rzeczywistego poniżej nastawionej wartości aktywuje jej START. Po aktywacji funkcji następuje śledzenie wartości napięcia. Gdy napięcie zostanie doprowadzone do obszaru roboczego funkcji, tzn. zmierzona wartość napięcia przetnie krzywą, bezzwłocznie zostaje aktywowane wyjście OPERATE funkcji. Szczegółowe informacje o funkcji LVRTPTUV znajdują się w [8].



Rys. 6. Przykład działania funkcji LVRTPTUV [8]

Test funkcji LVRTPTUV polegał na zadaniu sygnału napięciowego na wejścia przekładniowe przekaźnika REX 640. Źródłem sygnału napięciowego był CMC 256-6. Test działania funkcji został przeprowadzony przy pomocy modułu *Omicron Ramping*, w którym zdefiniowano dwa przebiegi napięciowe – nie powodujący zadziałania, oraz powodujący zadziałanie. Na rysunku 7 przedstawiony został przebieg napięcia powodujący zadziałanie funkcji. Nastawy zabezpieczenia wykorzystanego w badaniach były zgodne z wymaganiami kodeksu sieci RfG. Test przedstawił od strony praktycznej wymagania kodeksu oraz to, że obecne na rynku przekaźniki zabezpieczeniowe np. REX 640, są wyposażone w funkcje zabezpieczeniowe, które sprostają wymaganiom kodeksu sieci.



Rys. 7. Przebieg napięcia powodujący zadziałanie funkcji LVRTPTUV

5. WNIOSKI

Kodeks sieci RfG, którego głównym celem jest ujednolicenie europejskiego rynku energii, wprowadza sztywno określone przepisy prawne oraz techniczne dla nowopowstających modułów wytwarzania energii. Ujednolicenie przepisów dla wszystkich modułów

wytwarzania przyczyni się do powstania w pełni wzajemnie połączonego systemu elektroenergetycznego w Europie. Aktualnie dostępne na rynku przekaźniki zabezpieczeniowe idealnie wpasowują się w wymagania stawiane przez kodeks. Poziom zaawansowania przekaźników, wraz z dostępem do wielu funkcji zabezpieczeniowych, pozwala na pełne zabezpieczenie modułu wytwórczego wraz z transformatorem polowym i polem odpływowym. Dodatkowo obecne przekaźniki zabezpieczeniowe są urządzeniami „elastycznymi” tzn., że zabezpieczają moduł typu B, a po przeprogramowaniu mogą zabezpieczać moduł typu D. Przeprowadzenie testów na oprogramowanym przekaźniku pod konkretny moduł pozwala na wychwycenie błędów w aplikacji oraz pozwala uniknąć poważnych awarii, np.: przez źle sparametryzowane funkcje zabezpieczeniowe. Niezbędnym do tego urządzeniem był tester CMC 256-6. Standard IEC 61850 pozwala na szybką komunikację pomiędzy urządzeniami zabezpieczającymi oraz komunikację z systemami nadrzędnymi SCADA. Połączenie przepisów kodeksu sieci wraz z standardem IEC 61850 przyczyni się znacząco do poprawy bezpieczeństwa i stabilności systemu elektroenergetycznego.

6. BIBLIOGRAFIA

1. <https://www.gramwzielone.pl/trendy/100811/nowe-wymogi-w-zakresie-certyfikacji-instalacji-oze> (data dostępu: 24.06.2021).
2. Rozporządzenie komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 roku ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci.
3. Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 lipca 2018 r. zatwierdzająca propozycję PSE S.A. wartości progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D.
4. Energa Operator S.A.: Dokument modułu wytwarzania energii PGMD dla typu B, C, Gdańsk, 9.09.2020 r.
5. Energa Operator S.A.: Zbiór wymagań dla modułów energii typu A, w tym mikroinstalacji, Gdańsk, 23.01.2020 r.
6. Energa Operator S.A.: Kodeks sieci RfG, zbiór wymagań technicznych dla modułów wytwarzania energii typu B przyłączanych do sieci OSD, Gdańsk, 23.01.2020 r.
7. Chyła K., Połczyński T.: Modelowanie i wizualizacja sieci średniego napięcia z jednostką wytwórczą w zakresie wymagań kodeksu sieci, praca dyplomowa magisterska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki PG, Gdańsk, 22.10.2020 r., s. 84-131.
8. ABB: Relion – Protection and control: REX640 - Technical manual, 2020 r., s. 693-701.

TEST OF PROTECTIONS OF POWER GENERATION MODULES ACCORDING TO THE REQUIREMENTS OF THE RfG NETWORK CODE

In order to ensure the security of the power system within the interconnected system, it is necessary to establish the same requirements applicable to power generating modules. For this purpose, the RfG network code was established on the requirements for connecting generating units to the network. The paper presents the requirements of the RfG network code with regard to the security of generation sources. On the test stand, tests of protection operation were carried out with the use of the REX 640 protection relay on the network model and communication with the supervisory SCADA system was performed using the IEC 61850 protocol. The conducted tests are necessary to submit the PGMD document authorizing the operation of the power generating module.

Keywords: RfG network code, REX640, IEC 61850, PGMD.

DYDAKTYCZNY SYSTEM POMIAROWY DO WSPÓŁPRACY Z CZUJNIKAMI TENSOMETRYCZNYMI

Leszek FURMANKIEWICZ¹, Marcin SAWICKI²

1. Uniwersytet Zielonogórski
tel.: 68 32 82 234, e-mail: l.furmankiewicz@imei.uz.zgora.pl
2. Uniwersytet Zielonogórski
tel.: +48 604 947 367, e-mail: 87228@stud.uz.zgora.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono projekt i budowę systemu pomiarowego przystosowanego do współpracy ze stanowiskiem dydaktycznym, znajdującym się na wyposażeniu Laboratorium Przetworników i Systemów Pomiarowych Instytutu Metrologii, Elektroniki i Informatyki Uniwersytetu Zielonogórskiego. Zaproponowany system pozwala na badania tensometrów i układów mostkowych. Składa się on ze stanowiska dydaktycznego, rozbudowanego wzmacniacza tensometrycznego oraz aplikacji na komputer PC, która pozwala na sterowanie tym wzmacniaczem poprzez interfejs szeregowy. Artykuł zawiera: koncepcję systemu pomiarowego, strukturę blokową wzmacniacza, rozwiązania techniczne wybranych bloków funkcjonalnych, wyniki badań torów pomiarowych oraz właściwości aplikacji przeznaczonej do współpracy z urządzeniem.

Słowa kluczowe: wzmacniacz tensometryczny, pomiary mostkowe, pomiary tensometryczne.

1. WPROWADZENIE

Nieustanny rozwój metod pomiaru wielkości nieelektrycznych sprawił, że obecnie na rynku jest dostępnych wiele odmian czujników i układów kondycjonowania sygnałów, czyli urządzeń, których zadaniem jest zamiana wybranej wielkości fizycznej na łatwą do pomiaru wielkość elektryczną [1]. Mnogość zjawisk wykorzystywanych do tego celu i złożoność niektórych konstrukcji wymaga szczegółowej wiedzy teoretycznej i praktycznej od osób zajmujących się projektowaniem lub zastosowaniem urządzeń tego typu. Proces kształcenia takich osób wymaga zatem kompleksowego podejścia, które zapewni równoległe zdobywanie wiedzy i umiejętności praktycznych. Fakt ten jest uwzględniony na uczelniach wyższych, dlatego szczególnie ważną formą nauki w tego typu ośrodkach są zajęcia laboratoryjne.

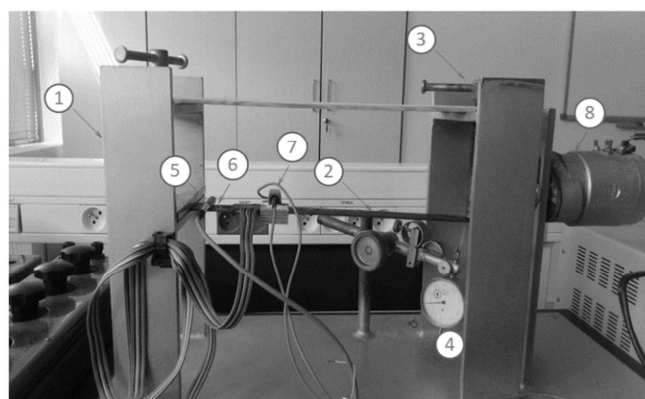
W ramach klasycznych zajęć laboratoryjnych studenci korzystają z odpowiednio wyposażonej pracowni, w której samodzielnie przygotowują stanowisko pomiarowe, obsługują aparaturę, wykonują pomiary i opracowują uzyskane wyniki [2]. Innym podejściem, które w ostatnim czasie zyskuje na popularności, są tzw. laboratoria wirtualne lub zdalne. Umożliwiają one przeprowadzenie zajęć na odległość, czyli bez fizycznej obecności w pracowni. W tym przypadku prowadzone eksperymenty mogą być realizowane poprzez symulacje komputerowe (laboratorium wirtualne) lub zdalny dostęp do rzeczywistej

aparatury (laboratorium zdalne). W pierwszym przypadku otrzymane dane są efektem obliczeń matematycznych, natomiast w drugim wynikami rzeczywistych pomiarów, które zostały zebrane przez aparaturę i wysłane do użytkownika [3].

W artykule przedstawiono wyniki prac projektowych dotyczących systemu pomiarowego zaprojektowanego do współpracy ze stanowiskiem dydaktycznym służącym do badania czujników tensometrycznych. Zaprojektowany system pomiarowy został zrealizowany na potrzeby Laboratorium Przetworników i Systemów Pomiarowych Instytutu Metrologii, Elektroniki i Informatyki Uniwersytetu Zielonogórskiego. System umożliwi przeprowadzenie zajęć eksperymentalnych w trybie klasycznym oraz budowę tzw. laboratorium zdalnego - ze zdalnym dostępem do rzeczywistej aparatury.

2. STANOWISKO DYDAKTYCZNE

Dydaktyczne stanowisko pomiarowe zostało zrealizowane w postaci układu nazywanego w literaturze belką prostą [1][4]. Widok stanowiska przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Stanowisko pomiarowe do badania czujników tensometrycznych: 1 – stalowa rama, 2 – odkształcany płaskownik, 3 – śruba o małym skoku gwintu, 4 – mikrometr, 5 – czujnik Pt100, 6 – tensometry, 7 – grzałka, 8 – silnik

Konstrukcja nośna stanowiska została wykonana ze stalowej ramy, osadzonej na płycie stanowiącej

podstawę urządzenia. W ramie zamontowano stalowy płaskownik o długości $l=305$ mm i grubości $h=2,3$ mm, który jest odkształcany za pomocą ręcznie wkręcanej śruby o małym skoku gwintu. Aktualna wartość ugięcia płaskownika jest mierzona za pomocą mikrometru, co pozwala na wyznaczenie jego naprężenia zgodnie z zależnością (1) [5].

$$\sigma = E\varepsilon = E \frac{3fh}{2l^2} \quad (1)$$

gdzie: σ – naprężenie, ε – odkształcenie względne, E – moduł Younga ($E = 2,07 \cdot 10^{11}$ N/m²), f – ugięcie belki, h – grubość belki, l – długość belki.

Na uginaną belkę zostały naklejone cztery tensometry, dwa na jej górnej części oraz dwa na dolnej. Podczas ugięcia belki jedna para czujników zostaje ściskana, a druga rozciągana. Badając zmiany rezystancji czujników można wyznaczyć ich stałą tensometryczną zgodnie z zależnością (2).

$$K = \frac{l \Delta R}{\varepsilon R} = \frac{2l^2 \Delta R}{3fh R} \quad (2)$$

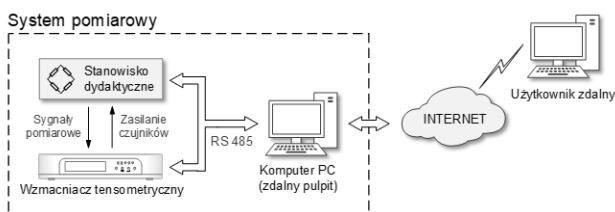
gdzie: K – stała tensometru, $\Delta R/R$ – względna zmiana rezystancji tensometru.

Dodatkowo stanowisko zostało wyposażone w silnik, który pozwala na sterowanie ugięciem metalowego płaskownika w sposób automatyczny oraz w grzałkę i czujnik Pt100, które umożliwiają badanie wpływu temperatury na pracę tensometrów.

3. SYSTEM POMIAROWY

3.1. Koncepcja systemu

Założono, że system pomiarowy będzie współpracował ze stanowiskiem dydaktycznym opisanym w rozdziale 2.



Rys. 2. Struktura systemu pomiarowego

W strukturze systemu pomiarowego (rys. 2) można wyróżnić trzy bloki funkcjonalne: stanowisko dydaktyczne, wzmacniacz tensometryczny oraz serwer (komputer PC). Zastosowanie modułowej konstrukcji pozwala na dowolne modyfikacje, zależne od aktualnych potrzeb. Przykładowo, gdy zajęcia są przeprowadzane w trybie stacjonarnym możliwe jest wykorzystanie tylko stanowiska dydaktycznego i wzmacniacza tensometrycznego, natomiast uzupełnienie systemu o komputer umożliwia akwizycję wyników pomiarów i przeprowadzenie zajęć w trybie zdalnym. Ponadto rozdzielenie funkcji stanowiska i wzmacniacza tensometrycznego pozwala na badanie różnych typów czujników (wymiany wymaga jedynie stanowisko pomiarowe). Takie rozwiązanie wymaga jednak autonomicznego stanowiska, którego pracą można sterować niezależnie od urządzenia pomiarowego.

3.2. Wzmacniacz tensometryczny

Podczas formułowania założeń przyjęto zasadę, że wzmacniacz tensometryczny musi spełnić wszystkie wymagania stawiane komercyjnym konstrukcjom tego typu. Ponadto urządzenie powinno posiadać dodatkowe funkcje, które ułatwią przeprowadzenie zajęć laboratoryjnych. W przeciwieństwie do standardowych konstrukcji tego typu, projekt zakłada możliwość wykonania pomiaru rezystancji i temperatury czujników. Kolejnym niestandardowym rozwiązaniem jest możliwość przeprowadzenia pomiarów we wszystkich konfiguracjach mostkowych, także w układzie ćwierć mostka. Dodatkowo uwzględniono fakt, że układ będzie używany przez studentów, dlatego zdecydowano się na dodanie zabezpieczeń przed niewłaściwym użytkowaniem urządzenia oraz umożliwiono identyfikację niewłaściwych stanów pracy, np. przerwy / zwarcia w obwodzie zasilania mostka. Zdecydowano się również na zastosowanie 8 zakresów pomiarowych, które umożliwią współpracę z różnymi typami czujników. Komunikacja z urządzeniem odbywać się będzie za pomocą protokołu Modbus RTU, co pozwoli na zdalną obsługę, np. ustawienie zakresu pomiarowego, trybu pracy, załączenie alarmu, odczytanie ostatniego pomiaru lub zmianę aktualnie wyświetlanego obrazu na wyświetlaczu urządzenia. Wybrane założenia projektowe dla wzmacniacza tensometrycznego zebrano w tablicy 1.

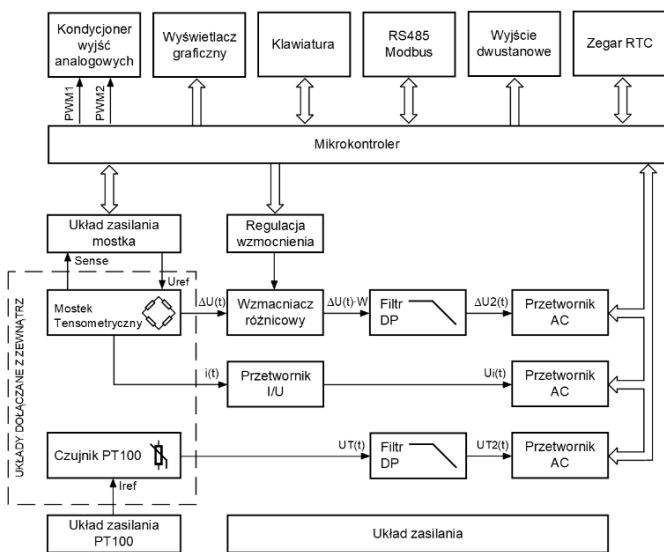
Tablica 1. Założenia projektowe dla wzmacniacza tensometrycznego

| | |
|---------------------------------|--|
| Zakres pomiarowy | \pm (2000, 1000, 500, 250, 20, 10, 5, 2,5) mV |
| Zasilanie czujników | 5 V, 2,5 V DC |
| Układ (dla pomiarów mostkowych) | Ćwierć mostek, pół mostek, pełny mostek |
| Czujniki | 120 Ω ÷ 1000 Ω |
| Rozdzielczość | 260 000 działek (przetwornik 18 bit) |
| Kompatybilny z czujnikami | - tensometryczne, - potencjometryczne, - DC/DC. |
| Tryb pomiaru | - ciągły, - na żądanie (ograniczenie efektu podgrzewania czujników). |
| Komunikacja | - Modbus RTU SLAVE, - typ interfejsu: RS485, |
| Wyjścia analogowe | - napięciowe: -10/10 V, - prądowe: -20/20 mA. |
| Funkcje dodatkowe | - tarowanie, - pomiar temperatury (PT100), - pomiar prądu płynącego przez mostek, - pomiar rezystancji, - automatyczna diagnostyka mostka (zwarcie, rozwarucie, zły typ czujnika), - wyjścia dwustanowe, - alarmy, - kompensacja rezystancji przewodów połączeniowych (do 150 m). |

4. PROJEKT WZMACNIACZA

4.1. Schemat blokowy

Głównym elementem wzmacniacza tensometrycznego są trzy analogowe tory pomiarowe przedstawione na rysunku 3. Pierwszy tor służy do pomiaru napięcia wyjściowego mostka. W jego skład wchodzi układ zasilania tensometrów stabilizowanym napięciem DC o wartości 5 V lub 2,5 V (możliwym do wyboru z poziomu użytkownika). Do stabilizacji napięcia zasilającego wykorzystano pętlę sprzężenia zwrotnego „Sense”, która pozwala na kompensację rezystancji przewodów połączeniowych. Urządzenie wykorzystuje klasyczną konstrukcję toru pomiarowego, w której sygnał pomiarowy $\Delta U(t)$ jest kierowany do wzmacniacza różnicowego o regulowanym wzmacnieniu, następnie jest poddany filtracji i zamieniony na słowo cyfrowe za pomocą przetwornika AC.



Rys. 3. Schemat blokowy wzmacniacza tensometrycznego

Drugi tor służy do pomiaru prądu płynącego przez mostek tensometryczny, co pozwala na automatyczną diagnostykę toru pomiarowego, np. na identyfikację zwarcia, przerwy w obwodzie czy wykrycie czujników niewłaściwego typu. Ponadto znajomość wartości prądu płynącego przez mostek umożliwia pomiary zmian rezystancji czujników tensometrycznych w funkcji ugięcia belki.

Do zasilania czujnika Pt100 wykorzystano źródło prądowe, którego zasadę działania oparto na układzie wtórnika napięcia. Układ ten utrzymuje stałe napięcie na boczniku, który jest włączony szeregowo z czujnikiem Pt100, przez co wymusza przepływ prądu o stałym natężeniu $I_{ref} = 2,4 \text{ mA}$. Przyjęta wartość natężenia prądu pozwala na ograniczenie efektu podgrzewania termometru, jednocześnie zapewniając wystarczająco duży spadek napięcia na jego zaciskach.

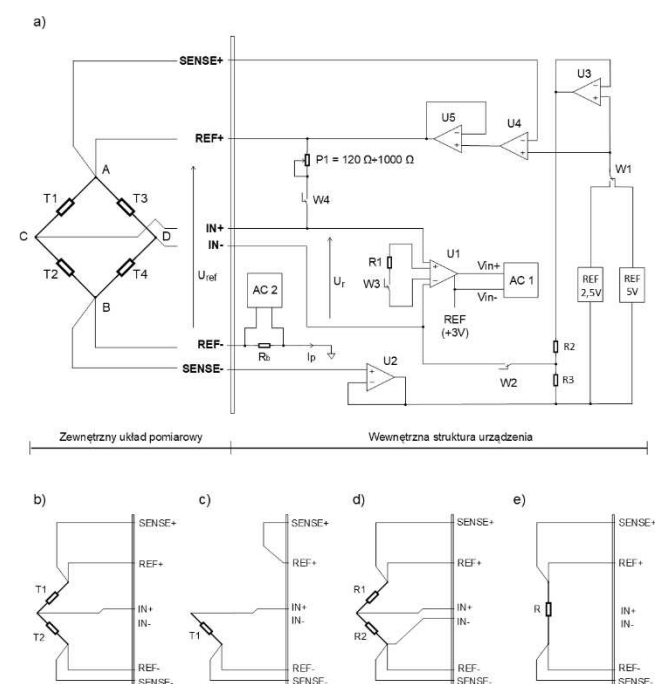
Część cyfrowa została zrealizowana z wykorzystaniem 8-bitowego mikrokontrolera ATmega32 firmy Microchip. Jest on odpowiedzialny za sterowanie wszystkimi układami analogowymi i cyfrowymi wzmacniacza tensometrycznego. Do realizacji funkcji dodatkowych służą moduły peryferyjne, odpowiedzialne za: prezentację wyników pomiarów (wyświetlacz graficzny typu OLED), komunikację (port szeregowy RS485) oraz sterowanie zewnętrznymi układami za pomocą tranzystorowych wyjść

dwustanowych. Aby umożliwić współpracę z urządzeniami analogowymi, układ został wyposażony w dwa wyjścia, jedno napięciowe -10/10 V oraz drugie prądowe -20/20 mA. Oba wyjścia są sterowane za pomocą sygnałów PWM. Sygnały te są poddane filtracji z wykorzystaniem filtrów o topologii Sallen – Key i odpowiednio wzmacnione.

Wzmacniacz został zasilony napięciem sieciowym z wykorzystaniem zewnętrznego zasilacza impulsowego o napięciu wyjściowym +13 V. Zasilanie dla części cyfrowej zapewnia przekształtnik impulsowy obniżający napięcie z 13 V do 5 V, natomiast do wytworzenia ujemnego napięcia -15 V, koniecznego dla układów analogowych wykorzystano monolityczny układ impulsowego inwertera napięcia. Dla zapewnienia zasilania o niskich poziomach szumów dla części analogowej, napięcia +13 V i -15 V poddano filtracji za pomocą dwóch stabilizatorów liniowych 7810 oraz 7910.

4.2. Tor pomiaru napięcia różnicowego i rezystancji

Szczegółową budowę wzmacniacza tensometrycznego pokazano na rysunku 4. Zasilanie zacisku dodatniego A mostka pomiarowego zrealizowano za pomocą precyzyjnych wzmacniaczy operacyjnych. Napięcia referencyjne REF 2.5 V oraz REF 5 V zostały dołączone za pomocą łącznika W1 do wzmacniaczy: U3 (zasilającego dzielnik napięcia), oraz U4 (zasilającego mostek pomiarowy). Aby zapewnić wymaganą wydajność prądową całego układu zastosowano dodatkowy wzmacniacz operacyjny OPA547 (element U5), który pełni rolę bufora prądowego. Użyty wzmacniacz OPA547 pozwala również na ograniczenie prądu zwarciovego, co zostało wykorzystane do zabezpieczenia układu zasilania mostka przed niewłaściwym podłączeniem przewodów REF+ oraz REF-. Cały układ zasilania objęto pętlą sprzężenia zwrotnego SENSE+, dzięki temu napięcie zasilające tor pomiarowy nie zależy od spadku napięcia na przewodach połączeniowych i niedokładności bufora U5.



Rys. 4. Schemat funkcjonalny toru pomiarowego mostka: a) pomiar napięcia w układzie pełnego mostka, b) pomiar napięcia w układzie pół mostka, c) pomiar napięcia w układzie ćwierć mostka, d) jednoczesny pomiar rezystancji dwóch tensometrów, e) pomiar rezystancji jednego tensometru.

Zacisk ujemny B mostka pomiarowego dołączono za pomocą bocznika Rb do masy urządzenia. Dzięki takiemu rozwiązaniu umożliwiono pomiar prądu przepływającego przez układ z czujnikami. Potencjał występujący w punkcie B jest monitorowany za pomocą wzmacniacza U2 i dołączany do zacisku ujemnego napięć referencyjnych.

Pomiar napięcia przekątnej mostka odbywa się przy użyciu wzmacniacza różnicowego INA128 (układ U1) oraz przetwornika analogowo-cyfrowego MCP3421 (układ AC1). Wzmacniacz INA128 jest wzmacniaczem o niskim poziomie offsetu wynoszącym $50 \mu\text{V}$, dryfcie temperaturowym na poziomie $0,5 \mu\text{V}/^\circ\text{C}$ i wysoką wartością tłumienia napięcia wspólnego $\text{CMR} = 120 \text{ dB}$. Wzmocnienie układu może być regulowane za pomocą zewnętrznie dołączonej rezystancji. W projekcie skorzystano z tej możliwości, dołączając za pomocą łącznika W3 rezystancję R1. Dzięki temu umożliwiono regulację wzmocnienia pomiędzy dwoma wartościami 1 oraz 100. Aby zminimalizować wpływ rezystancji łącznika W3 na wartość wzmocnienia układu INA128, zastosowano przełącznik mechaniczny o pozłacanych stykach, który charakteryzuje się małą rezystancją styku.

Użyty przetwornik analogowo-cyfrowy MCP3421 jest kompletnym systemem pomiarowym, który zawiera w swojej strukturze wzmacniacz różnicowy o regulowanym wzmocnieniu, źródło napięcia odniesienia $2,048 \text{ V} \pm 0,05\%$ ($5 \text{ ppm}/^\circ\text{C}$) oraz 18-bitowy przetwornik AC typu $\Delta\Sigma$. Producent podaje, że wartości doprowadzonych napięć do zacisków pomiarowych Vin+ i Vin- (rys. 4) nie mogą przekroczyć zakresu od 0 V do 5 V względem masy układu. Aby zrealizować ten wymóg również dla ujemnych napięć pomiarowych do zacisku referencyjnego wzmacniacza INA128 i zacisku ujemnego Vin- przetwornika AC dołączono napięcie +3 V. Dzięki temu napięcie wyjściowe układu INA128 zostało odniesione do poziomu +3 V, co pozwoliło na uzyskanie przedziału mierzonych napięć od +1 V do +5 V względem masy układu.

Zastosowanie dwóch wzmacniaczy różnicowych (INA128 oraz wbudowany w MCP3421) pozwoliło na uzyskanie 8 zakresów pomiarowych: $\pm(2,5, 5, 10, 20, 250, 500, 1000, 2000) \text{ mV}$. Wybrany zakres otrzymuje się poprzez odpowiednią regulację wzmocnienia dwóch wzmacniaczy jednocześnie (1 lub 100 dla INA128 oraz 1, 2, 4, 8 dla MCP3421).

Aby umożliwić wykonanie pomiarów we wszystkich układach mostkowych do struktury toru pomiarowego dodano dzielnik rezystancyjny R2 – R3 (rys. 4a), który pełni rolę brakującej gałęzi ADB w układzie pół mostka oraz potencjometr precyzyjny P1 regulowany w zakresie od 120Ω do 1000Ω , pełniący rolę trzeciego tensometru w układzie ćwierć mostka. Rezystory te są dołączane za pomocą łączników W2 i W4 po ustawieniu odpowiedniego trybu pomiaru w menu.

Pomiar rezystancji tensometrów może być wykonany w dwóch trybach pokazanych na rysunku 4. Rezystancja tensometrów w układzie d) wyznaczana jest w kilku krokach procedury pomiarowej na podstawie wartości napięć U_r , U_{ref} i prądu I_p .

Wszystkie elementy zastosowane w torze pomiarowym musiały posiadać wystarczającą dokładność, dlatego zdecydowano się na zastosowanie wzmacniaczy operacyjnych i źródeł napięć odniesienia dedykowanych do budowy precyzyjnej aparatury pomiarowej. W tabelicy 2 przedstawiono typy wybranych elementów wchodzących w skład toru pomiarowego.

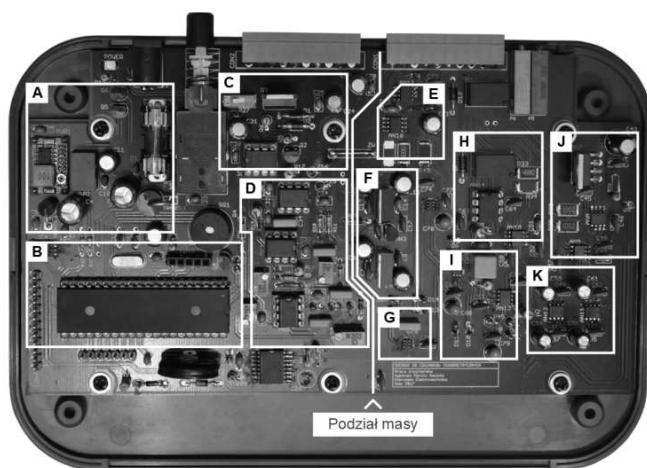
Tablica 2. Typy wybranych elementów wchodzących w skład toru pomiarowego

| Element na schemacie | Typ | Element na schemacie | Typ |
|----------------------|----------|----------------------|----------|
| AC1, AC2 | MCP3421 | REF 5 | ADR4550B |
| U2, U3, U4 | OPA2277 | U1 | INA128 |
| U5 | OPA547 | W1, W2 | DG419 |
| REF 2,5 | ADR4525B | W3, W4 | HFD23005 |

5. WYKONANIE

5.1. Płytkę PCB

Płytkę zaprojektowano zgodnie z [6]. Podczas tworzenia projektu zwrócono szczególną uwagę na odseparowanie elementów części cyfrowej od analogowej i podział mas. Część cyfrową urządzenia wraz z układem zasilania i mikrokontrolerem zlokalizowano po lewej stronie płytki, natomiast wszystkie elementy związane z torem pomiarowym po jej prawej stronie. Na rysunku 5 przedstawiono płytkę PCB osadzoną w podstawie obudowy wraz z lokalizacją najważniejszych elementów wzmacniacza tensometrycznego.



Rys. 5. Płyta główna wzmacniacza i rozmieszczenie najważniejszych elementów funkcjonalnych: A) przetwornice impulsowe, B) mikrokontroler, C) wyjścia dwustanowe i komunikacja RS485, D) wyjścia analogowe, E) pomiar prądu, F) stabilizatory liniowe, G) pomiar temperatury, H) wzmacniacz INA128, I) filtr antyaliasingowy i przetwornik AC, J) wzmacniacze U3, U4 i bufor prądowy OPA547, K) źródła napięcia odniesienia REF 2,5 i REF 5.

5.2. Obudowa

Urządzenie zamknięto w obudowie z tworzywa sztucznego o wymiarach $200 \times 40 \times 135 \text{ mm}$. Na rysunku 6 przedstawiono wygląd wykonanego wzmacniacza tensometrycznego.

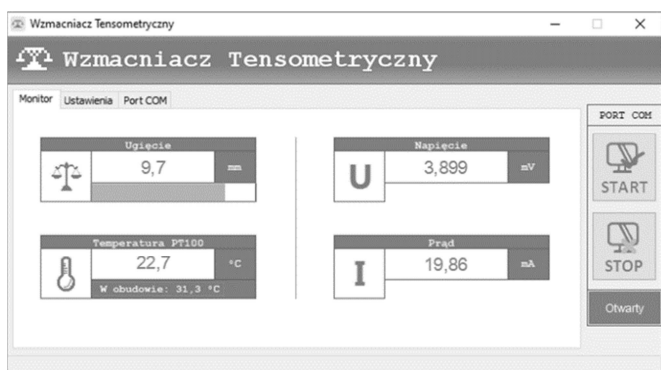


Rys. 6. Wygląd wzmacniacza tensometrycznego

Na przedniej stronie wzmacniacza zamieszczono cztery przyciski służące do nawigacji: strzałka w prawo, strzałka w lewo, enter, oraz powrót. Dodatkowo w górnej części płyty czołowej znajduje się pięć diod LED odpowiedzialnych za: sygnalizację stanu magistrali RS485, sygnalizację wykrycia stanu awaryjnego mostka pomiarowego, informację o załączonych alarmach oraz sygnalizację stanu zasilania urządzenia (włączony / czuwanie). Za wyświetlanie menu użytkownika i prezentację wyników pomiarów jest odpowiedzialny wyświetlacz graficzny typu OLED o rozdzielczości 16x100 pikseli.

5.3. Aplikacja

W ramach projektu powstała prosta aplikacja wykonana w środowisku Delphi Berlin. Pozwala ona na sterowanie pracą wzmacniacza z poziomu komputera PC. Aplikacja składa się z trzech zakładek. W zakładce „Monitor” (rys. 7) wyświetlane są wszystkie najważniejsze dane pomiarowe, takie jak: aktualne ugięcie belki, temperatura czujników tensometrycznych, napięcie w przekątnej mostka i prąd płynący w obwodzie pomiarowym. Druga zakładka o nazwie „Ustawienia” pozwala na sterowanie pracą urządzenia, np. wybór napięcia i zakresu pomiarowego, wybór rodzaju badanego układu (pełny mostek, pół mostek, ćwierć mostek), wybór rodzaju pomiaru (pomiar napięcia lub rezystancji), wybór trybu pomiaru (ciągły, na żądanie) oraz włączanie i wyłączenie alarmów. Ostatnia zakładka o nazwie „Port COM” służy do ustawień portu szeregowego, takich jak adres urządzenia, tryb i prędkość transmisji.



Rys. 7. Widok zakładki „Monitor”

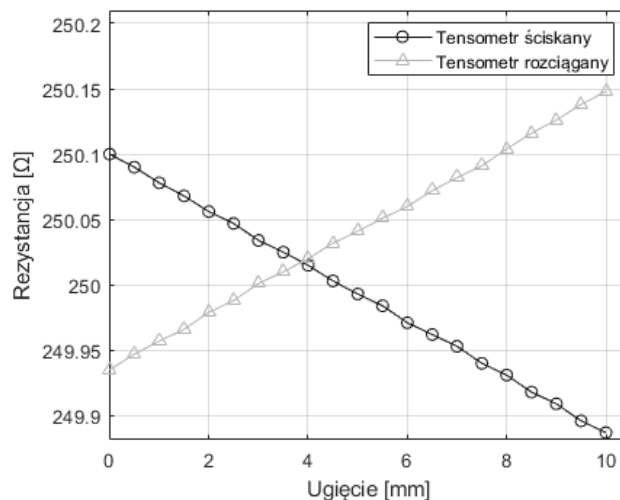
5.4. Wyniki testów systemu

Testy systemu wykonano w zakresie pomiarów rezystancji tensometrów, napięć wyjściowych układów mostkowych, prądu przepływającego w układzie mostkowym oraz temperatury otoczenia.

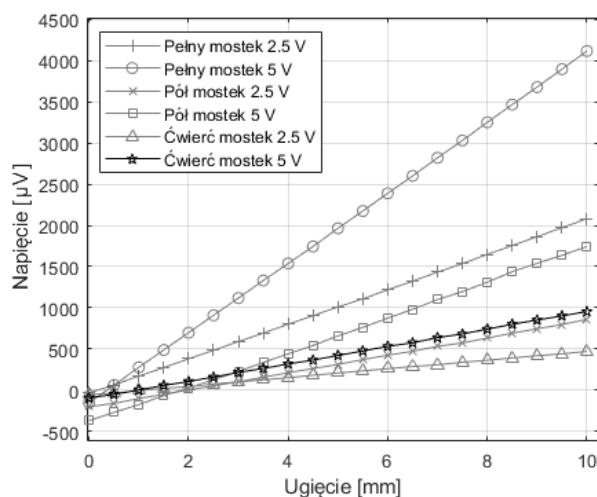
Na rysunku 8 przedstawiono charakterystyki zmian rezystancji tensometrów w funkcji ugięcia belki dla jednego z tensometrów naklejonych na górnej części belki (rozciąganego) i jednego z tensometrów naklejonych pod belką (ściskanego). Badania wykazały, że rezystancja obu tensometrów zmieniła się o 0,213 Ω dla całego zakresu ugięcia belki. Uzyskane charakterystyki pozwalają na zaobserwowanie właściwości tensometrów oraz wyznaczenie stałej K – zgodnie z zależnością (2).

Na rysunku 9 przedstawiono wyniki pomiarów napięć wyjściowych układów mostkowych uzyskane w układach przedstawionych na rysunkach 4a, 4b oraz 4c. Pomiar przeprowadzono dla dwóch wartości napięć

zasilających: 2,5 V oraz 5 V, a wszystkie wyniki rejestrowano z rozdzielczością 1 μ V. Uzyskane charakterystyki pozwalają na zaobserwowanie właściwości układów mostkowych i wyznaczenie ich wybranych parametrów, np. czułość, nieliniowość.



Rys. 8. Charakterystyki zmian rezystancji tensometrów w funkcji ugięcia belki



Rys. 9. Charakterystyki zmian napięcia wyjściowego mostka w funkcji ugięcia belki

Oceny dokładności zaprojektowanego wzmacniacza tensometrycznego dokonano przez wyznaczenie błędów granicznych pomiarów z wykorzystaniem średniej klasy multimetru laboratoryjnego typu Agilent 34401A. Do obliczeń przyjęto parametry multimetru podane dla okresu 1 roku od daty kalibracji przyrządu [7].

Wyniki pomiarów rezystancji uzyskane za pomocą wykonanego urządzenia pokrywały się ze wskazaniami multimetru Agilent 34401A uzyskanymi na zakresie 1,000000 k Ω . Przyjęto zatem, że maksymalny błąd bezwzględny pomiaru rezystancji zaprojektowanego wzmacniacza tensometrycznego wynosi ± 11 m Ω .

W przypadku pomiarów napięcia badania wykazały, że dla zakresów: 2,5 mV, 5 mV, 10 mV, 20 mV wskazania obu przyrządów pokrywały się. Przyjęto zatem, że maksymalny błąd bezwzględny pomiaru napięcia na tych zakresach nie przekracza maksymalnego błędu multimetru, który mieści się w przedziale $\pm 8,5$ μ V. Dla pozostałych

zakresów wskazania obu przyrządów różniły się maksymalnie o: 700 μV dla zakresu 2000 mV, 459 μV dla zakresu 1000 mV, 553 μV dla zakresu 500 mV oraz 612 μV dla zakresu 250 mV. Uwzględniając uzyskane wartości błędów bezwzględnych oraz graniczne wartości błędów pomiaru napięcia stałego multimetrem Agilent 34401A na zakresie 1 V ($\pm 47 \mu\text{V}$) i na zakresie 10 V ($\pm 4 \mu\text{V}$) wyznaczono graniczne wartości błędów względnych wzmacniacza tensometrycznego dla wszystkich zakresów pomiarowych (2,5, 5, 10, 20, 250, 500, 1000, 2000) mV – w odniesieniu do zakresu pomiarowego, które wynoszą odpowiednio: \pm (0,34, 0,17, 0,08, 0,04, 0,26, 0,12, 0,05, 0,04) %.

Dokładność pomiaru prądu oszacowano wykorzystując rezystor dekadowy, który włączono szeregowo z multimetrem Agilent 34401A pomiędzy zaciski REF+ oraz REF- (rys. 4a), co pozwoliło na zmiany prądu w torze pomiarowym. Pomiar wykazały, że dla prądów w zakresie od 15 mA do 23 mA wskazania multimetru i wykonanego urządzenia całkowicie się pokrywały, natomiast dla całego zakresu pomiarowego, wynoszącego od 0 mA do 45 mA, zanotowano największą różnicę wskazań na poziomie 5 μA . Uwzględniając, że błąd graniczny pomiaru prądu o wartości 45 mA, multimetrem Agilent 34401A, wynosi $\pm 22,5 \mu\text{A}$ i różnica wskazań obu przyrządów wynosi 5 μA , oszacowano wartość graniczną błędu bezwzględnego, która wynosi $\pm 27,5 \mu\text{A}$, co w odniesieniu do zakresu pomiarowego prądu daje wartość względną $\pm 0,06$ %.

Wykonano testy systemu w zakresie jego obsługi przez użytkownika zdalnego. Do tego celu wykorzystano, stosowane do zdalnego nauczania na Uniwersytecie Zielonogórskim, narzędzia firmy Google, do których należy m.in. pulpity zdalne Chrome. Dla systemu pomiarowego zostało utworzone dedykowane konto w domenie @g.elearn.uz.zgora.pl. Użytkownik zdalny po zalogowaniu się na dedykowane konto, uruchomieniu aplikacji pulpity zdalny, wybraniu dedykowanego komputera i wprowadzeniu kodu PIN uzyskał pełny dostęp do komputera PC sterującego pracą systemu, tym samym mógł uruchomić aplikację sterującą pracą systemu. Do komputera dołączona była kamera, która pozwoliła użytkownikowi zdalnemu na obserwację pracy wzmacniacza. W celu umożliwienia użytkownikowi zdalnemu sterowania stanowiskiem dydaktycznym w pełnym zakresie (sterowaniem ugięciem płaskownika) wymagana jest rozbudowa systemu o układ sterowania silnikiem i rozbudowa aplikacji programowej.

6. PODSUMOWANIE

W artykule przedstawiono koncepcję systemu pomiarowego przystosowanego do współpracy ze stanowiskiem dydaktycznym służącym do badania tensometrów i układów mostkowych. Wykonany wzmacniacz tensometryczny, który stanowi główny element systemu pozwala na badanie czujników pracujących we wszystkich konfiguracjach mostkowych. Dodatkowo urządzenie pozwala na wykonanie pomiarów rezystancji oraz współpracuje z czujnikiem Pt100, co umożliwia badanie wpływu temperatury na właściwości tensometrów.

Wykonane testy urządzenia wykazały, że dokładność pomiarów jest na poziomie zbliżonym do dokładności średniej klasy aparatury pomiarowej, co wystarcza do realizacji ćwiczeń dydaktycznych. Konstrukcja wzmacniacza umożliwia budowę systemów pomiarowych, w których zachodzi konieczność pomiaru napięcia, natężenia prądu, rezystancji lub temperatury, dzięki temu może znaleźć zastosowanie w laboratoriach dydaktycznych

Zaprojektowana, do sterowania pracą wzmacniacza, aplikacja programowa pozwala na jego pełną obsługę, co w połączeniu z narzędziami informatycznymi pozwalającymi na dostęp do komputerów przez użytkownika zdalnego pozwala na realizację ćwiczenia dydaktycznego w trybie zdalnym.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Miłek M.: Metrologia elektryczna wielkości nieelektrycznych, Oficyna wydawnicza Uniwersytetu Zielonogórskiego, Zielona Góra, 2006.
2. Szablowski S.: Wirtualne laboratorium w dydaktyce mechatroniki, *Dydaktyka Informatyki* 5, 107-126.
3. Galwas B., Piwowarska E., Godziemba-Maliszewski M.: Laboratorium wirtualne w dydaktyce i badaniach naukowych, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*.
4. Gawędzki W.: Pomiar elektrycznych wielkości nieelektrycznych, AGH, Kraków, 2010.
5. Kowalski S., Mielniczuk J., Paszkowicz M.: Mechanika techniczna, Oficyna wydawnicza Uniwersytetu Zielonogórskiego, Zielona Góra, 1998.
6. Jones David L.: PCB Design Tutorial: <https://alternatezone.com/electronics/files/PCBDesignTutorialRevA.pdf>.
7. Agilent 34401A 6 1/2 Multimeter User's Guide, 2007.

DIDACTIC MEASUREMENT SYSTEM FOR COOPERATION WITH STRAIN GAUGE SENSORS

The paper presents an extended structure and construction of a measurement system for cooperation with the training stand located in the laboratory of the Institute of Electrical Metrology, Electronics and Computer Science, of the University of Zielona Góra. The measurement system allows testing of strain gauges and bridge systems. The system consists of three independent components: the training stand, an advanced strain gauges amplifier and a server. The training stand allows to determine the sensors characteristics as a function of a metal bar deflection and allows to study the influence of the temperature on the work of the strain gauges. The advanced strain gauges amplifier is a multifunctional device, capable of measuring differential voltage, resistance, current and temperature. The precision operational amplifiers and reference voltage sources used during the construction of the instrumentation amplifier allowed to obtain the accuracy of the measurement at a level close to the average class of measuring equipment. The modular structure of the system enables the construction of various measurement systems, where it is necessary to measure voltage, current, resistance or temperature.

Keywords: strain gauges amplifier, bridge measurement systems, strain gauge measurement.

WIZYJNA METODA OCENY PRZEMIESZCZEŃ POPRZECZNYCH MOBILNYCH SYSTEMÓW GNSS I INS W PROCESIE WYZNACZANIA TRAJEKTORII OSI TORU KOLEJOWEGO

Andrzej WILK¹, Jacek SKIBICKI², Aneta WERPACHOWSKA³, Gabriela MOCZYDŁOWSKA⁴

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 1087 e-mail: andrzej.wilk@pg.edu.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 2971 e-mail: jacek.skibicki@pg.edu.pl
3. Politechnika Gdańska – studentka
e-mail: s160645@student.pg.edu.pl
4. Politechnika Gdańska – studentka
e-mail: s160449@student.pg.edu.pl

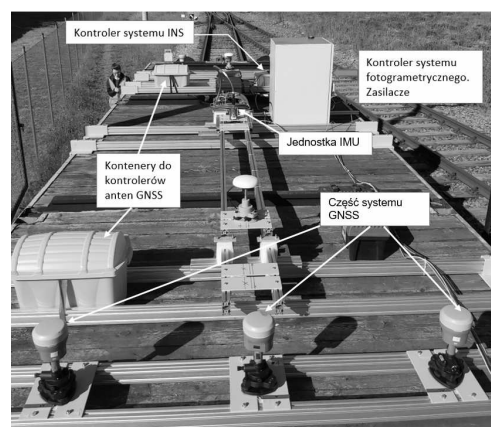
Streszczenie: W referacie przedstawiono metodę pomiaru przemieszczeń poprzecznych kolejowej platformy zawierającej systemy pomiarowe GNSS, INS, MLS oraz fotogrametryczny. Do pomiaru przemieszczeń poprzecznych zastosowano system fotogrametryczny składający się z kamer wizyjnych, oświetlaczy, kontrolera systemu pomiarowego oraz oprogramowania do akwizycji plików. Zaprezentowano algorytm przetwarzania plików rastrowych w celu pomiaru przemieszczeń. Opisano implementację tego algorytmu w programie komputerowym opracowanym w środowisku .NET Framework. Opracowany program jest aplikacją WPF (ang. *Windows Presentation Foundation*). Zaprezentowano wyniki przemieszczenia poprzecznego platformy pomiarowej do potrzeb korekty współrzędnych systemów GNSS i INS. Badania przeprowadzono w ramach projektu „InnoSatTrack” finansowanego przez NCBR oraz PKP-PLK.

Słowa kluczowe: system fotogrametryczny, kolejowa platforma, przetwarzanie obrazów, aplikacja WPF.

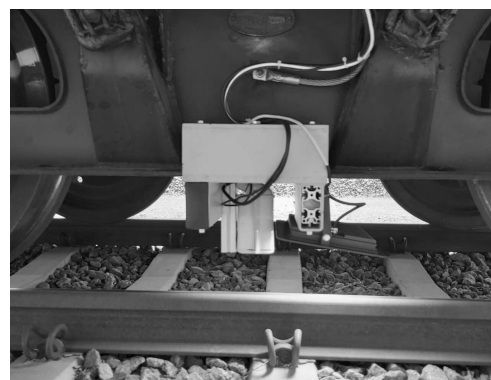
1. WSTĘP

Mobilny system wyposażony w anteny satelitarne GNSS (ang. *Global Navigation Satellite Systems*), inercyjny system nawigacyjny INS (ang. *Inertial Navigation System*), system MLS (ang. *Mobile Laser Scanning*) oraz system fotogrametryczny jest obecnie szybkim, dokładnym i nowoczesnym sposobem wyznaczania trajektorii osi toru kolejowego [1-5]. Znane z literatury światowej systemy wyznaczania trajektorii osi toru nie uwzględniały dotąd wpływu przemieszczeń bocznych pojazdu na dokładność uzyskiwanych wyników [2-5]. W publikacji powstałej w ramach projektu InnoSatTrack [1], wpływ przemieszczeń bocznych uwzględniono, ale nie podano szczegółów rejestracji sygnału pomiarowego i jego obróbki. Temu zagadnieniu, tj. omówieniu metody rejestracji i obróbki sygnału jest, w założeniu, poświęcona niniejsza publikacja. Systemy GNSS, INS, MLS i fotogrametryczny są zainstalowane na dedykowanej do tego celu kolejowej platformie napędzanej przez pojazd szynowy z prędkością kilkudziesięciu km/h. Na rys. 1 widoczne są systemy GNSS oraz INS. Na rys. 2 przedstawiono system fotogrametryczny zlokalizowany pomiędzy dwoma osiami wózka jezdnego kolejowej platformy pomiarowej. Z kolei na rys. 3 zaprezentowano system MLS oraz

system fotogrametryczny zlokalizowany na końcu ramy wagonu. Zadaniem systemu GNSS jest akwizycja współrzędnych anten w obszarach dostępności sygnałów z układów satelitarnych GPS, GLONASS, GALILEO. Współrzędne systemu INS są wykorzystywane, gdy system GNSS nie rejestruje danych (przesłony, wiadukty itp.). System MLS wykorzystywany jest, gdy dokładność pozycjonowania systemu INS jest niewystarczająca (np. długie tunele).



Rys. 1. Widok systemów GNSS i INS zainstalowanych na kolejowej platformie pomiarowej



Rys. 2. Widok systemu fotogrametrycznego zainstalowanego pomiędzy osiami wózka jezdnego kolejowej platformy pomiarowej



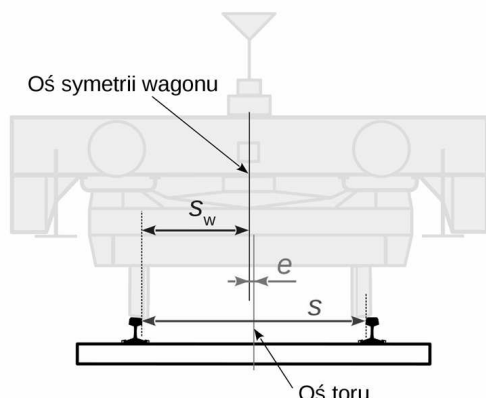
Rys. 3. Widok systemu MLS oraz fotogrametrycznego zainstalowanych na kolejowej platformie pomiarowej

Zasadniczym zadaniem systemu fotogrametrycznego jest pomiar przemieszczenia poprzecznego platformy kolejowej. Przemieszczenie to wynika z dynamicznych oddziaływań pomiędzy wózkami jezdnyymi a tokami szynowymi. Wartość tego przemieszczenia jest wymagana do korekty współrzędnych osi toru kolejowego.

2. SYSTEM FOTOGRAMETRYCZNY

2.1. Istota korekty współrzędnych

Osie wałów kół jezdnych oprócz możliwości obrotu mają dodatkowy stopień swobody w kierunku osiowym, który może wynosić kilka centymetrów. To sprawia, że rama platformy kolejowej osadzona na czopach skrętu wózków na skutek różnych oddziaływań dynamicznych podczas jazdy po tokach szynowych może przemieszczać się poprzecznie do kierunku jazdy. Wartości tych przemieszczeń mogą sięgać kilku centymetrów i z tego względu wymagana jest korekta współrzędnych uzyskanych z systemów GNSS, INS i MLS. Na rys. 4 pokazano sposób zdefiniowania korekty wynikającej z przemieszczenia poprzecznego. Wartość korekty e wyznaczana jest z różnicy odległości pomiędzy osią toru s i osią wagonu s_w , czyli $e = s - s_w$. Korekta ta powinna być wyznaczana przy dwóch wózkach jezdnych platformy kolejowej, gdyż przemieszczenia poprzeczne przy każdym wózku jezdny mogą być niezależne od siebie.



Rys. 4. Sposób zdefiniowania przemieszczenia poprzecznego platformy kolejowej do potrzeb korekty współrzędnych systemu GNSS, INS i MLS

2.2. Parametry systemu fotogrametrycznego

Zasadniczymi elementami systemu fotogrametrycznego były kamery wizyjne (BASLER), oświetlacze LED, zasilacze oraz kontroler systemu fotogrametrycznego z dedykowanym oprogramowaniem. Podstawowe parametry kamery wizyjnej przedstawiono w Tablicy 1.

Tablica 1. Podstawowe parametry kamery wizyjnej

| Parametr | Wartość |
|------------------------------|-------------------------|
| Rozdzielczość | 1440x1080 px (1,6 Mpx) |
| Rozmiar sensora | 3,7x5 mm |
| Rozmiar piksela | 3,45x3,45 μm |
| Maksym. szybkość rejestracji | 227 kl/s |
| Interfejs komunikacyjny | USB 3.0 |
| Mocowanie obiektywu | C-mount |

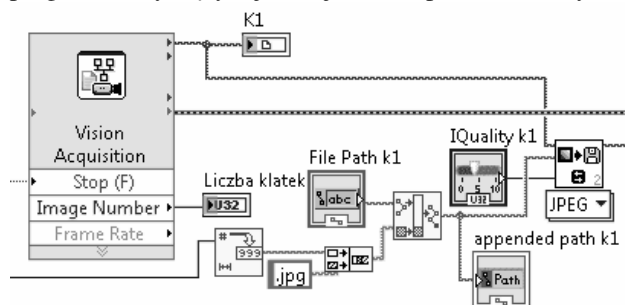
2.3. Oprogramowanie i akwizycja danych

Aby wyniki pomiaru przemieszczeń poprzecznych mogłyby być wykorzystane do korekty wskazań systemu GNSS/INS/MLS muszą być spełnione następujące warunki:

- szybkość rejestracji obrazu musi być taka sama jak częstotliwość pracy systemu GNSS lub być jej wielokrotnością;
- poszczególne klatki obrazu powinny być zapisywane w tych samych interwałach czasowych co próbki sygnału GNSS;
- zarejestrowane klatki obrazu powinny być zapisane w określonym formacie danych, w sposób pozwalający na jednoznaczne określenie czasu rejestracji.

Ponieważ rejestracja współrzędnych przez system GNSS odbywa się z częstotliwością 20 Hz, szybkość rejestracji sygnału wideo ustalono na 20 lub 40 kl/s. Wyższa szybkość rejestracji pozwala na uzyskanie pewnej nadmiarowości danych, co jest korzystne z punktu widzenia ewentualnej późniejszej filtracji sygnału lub innych operacji matematycznych. Rejestracja obraz odbywała się z wykorzystaniem oprogramowania LabVIEW.

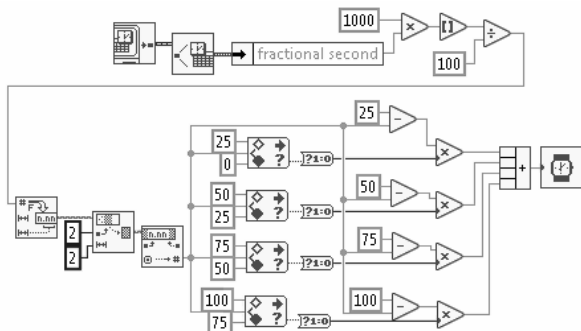
Do akwizycji danych wykorzystano standardowe moduły Vision Acquisition, a przechwytywany strumień wideo zapisywano jako osobne pliki graficzne (w trybie jedna klatka to jeden plik) z rozszerzeniem JPEG. Każdy plik otrzymywał nazwę, która oznaczała chwilę czasową rejestracji danego obrazu. Informację o czasie zapisu pobierano z czasu systemowego komputera uprzednio zsynchronizowanego z czasem GPS. To gwarantowało możliwość późniejszej synchronizacji wyników pomiarowych pochodzących z poszczególnych systemów, tj. GNSS, INS, MLS oraz fotogrametrycznego. Fragment programu dotyczący rejestracji obrazu pokazano na rys. 5.



Rys. 5. Fragment programu odpowiadający za akwizycję sygnału wizyjnego z jednej kamery

Wszystkie odbiorniki GNSS pracujące z częstotliwością 20 Hz rejestrują współrzędne zgodnie z następującą zasadą: rejestracja w pełnej sekundzie, następnie

50 ms po pełnej sekundzie, potem 100, 150, 200 ms po pełnej sekundzie, itd. Do tej formy rejestracji należało dostosować program przechwytywania sygnału wideo z kamery. Fragment programu odpowiedzialny za synchronizację momentów rejestracji klatek obrazu pokazano na rys. 6.



Rys. 6. Fragment programu odpowiadający za synchronizację momentów rejestracji klatek obrazu

Synchronizacja polega na wymuszeniu opóźnienia wykonania kolejnej pętli programu tak, by zapis obrazu odbywał się w 25, 50, 75 i 100 ms w ciągu każdej jednej dziesiątej sekundy. Szybkość rejestracji wyniesie więc 40 kl/s dając nadmiarowy sygnał pomiarowy. Wyznaczony czas opóźnienia będzie za każdym razem inny, co wynika z rzeczywistego czasu wykonania pętli programu. Czas ten różni się dla każdej pętli, co jest rezultatem specyfiki pracy systemu operacyjnego Windows, który nie należy do rodziny systemów czasu rzeczywistego. Jako wynik procesu pomiaru otrzymuje się szereg obrazów zarejestrowanych w odpowiednich chwilach czasowych (rys. 7).

| | | | | |
|--|-------------------|------------------|------------|--------|
| | 20210609083629000 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629025 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629051 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629075 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 101 KB |
| | 20210609083629100 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 101 KB |
| | 20210609083629125 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629150 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629175 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629200 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |
| | 20210609083629225 | 2021-06-09 08:36 | Obraz JPEG | 100 KB |

Rys. 7. Organizacja zarejestrowanych plików wizyjnych

Plik zawiera rok, miesiąc, dzień, godzinę, minutę, sekundę i ułamek sekundy, co jednoznacznie definiuje moment rejestracji. Pojawiające się niekiedy drobne odchylenia od 25 ms cyklu na poziomie 1 ms wynikają z cech systemu Windows. Nie są istotne do synchronizacji wyników pochodzących z poszczególnych systemów pomiarowych.

3. APLIKACJA KOMPUTEROWA DO ANALIZY PLIKÓW RASTROWYCH

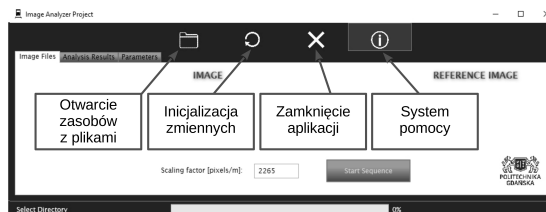
3.1. Typ aplikacji komputerowej

Bardzo wygodnym programem do analizy plików rastrowych jest LabVIEW, zwłaszcza z modułem „Vision Assistant”. Autorzy byli jednak zobowiązani do utworzenia aplikacji komputerowej typu desktop, co wynikało z warunków projektu „InoSatTrack”. Do analizy plików rastrowych opracowano aplikację typu WPF (ang. *Windows Presentation Foundation*) [6]. Wybór tej aplikacji wynikał z następujących najważniejszych jej właściwości korzystnych z punktu widzenia opracowywanej aplikacji, jak m.in. spójny

model programowania, tj. ścisła integracja wielu typów mediów (grafika 3D, wideo, dźwięk itp.); akceleracja sprzętowa dająca wzrost wydajności obliczeń w wyniku wykorzystania procesorów graficznych GPU; możliwość programowania deklaratywnego z wykorzystaniem języka XAML (ang. *Extensible Markup Language*) czy też możliwość programowania w kodzie proceduralnym.

3.2. Graficzny interfejs użytkownika

Graficzny interfejs użytkownika aplikacji pokazano na rys. 8. Wstęga zawiera ikony: otwarcie zasobów z plikami, inicjalizacja zmiennych, zamknięcie aplikacji i system pomocy dla użytkownika. Główne okno zawiera 3 zasadnicze zakładki: „Image Files” (panel, na którym widoczne są pliki rastrowe), „Analysis Results” (wyniki analizy – tabele i wykresy) oraz „Parameters” (parametry).



Rys. 8. Graficzny interfejs użytkownika aplikacji desktopowej – „Image Analyzer Project”

3.3. Schemat blokowy algorytmu przetwarzania obrazu

Algorytm działania programu przedstawiono w Tabl. 2.

Tablica 2. Schemat blokowy algorytmu przetwarzania obrazu w aplikacji „Image Analyzer Project”

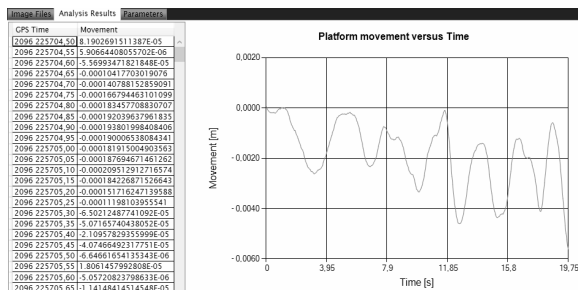
| Ścieżka realizacji procesu/wątku | | Klasa odpowiedzialna za funkcjonalność | |
|--|--|--|---------------|
| Uruchomienie aplikacji | | | |
| Otwarcie katalogu i wczytanie sygnatur plików rastrowych | | MainWindow.xaml.cs | |
| Sprawdzenie sygnatury i sortowanie plików | | FileNamePattern.cs | |
| Wybór okna referencyjnego | | BitmapAnalyser.cs | |
| Sekwencyjna analiza obrazu w wątku roboczym | Wątek GUI – możliwa interakcja użytkownika | BitmapAnalyser.cs | MainWindow.cs |
| Wypełnianie tablic i rys. wykresu | | Presentation.cs | |
| Zakończenie aplikacji | | | |

Po uruchomieniu aplikacji użytkownik wskazuje katalog z zasobami plików rastrowych. Dalej automatycznie sprawdzane są sygnatury nazw plików i sortowanie względem czasu. Kolejna czynność użytkownika to wybór tzw. prostokąta referencyjnego, czyli obrazu zawierającego fragment główki szyny i jej otoczenia (rys. 9). Jest to bardzo ważna czynność, gdyż wybrany fragment, a ściślej mówiąc układ pikseli będzie poszukiwany w kolejnych obrazach automatycznie otwieranych i sekwencyjnie analizowanych. Sekwencja otwierania i analizowania plików jest wykonywana w wątku roboczym, który jest realizowany współbieżnie z głównym wątkiem graficznego interfejsu użytkownika GUI. Wątek roboczy może być wstrzymany i ponownie uruchamiany. Po zakończeniu analizy wszystkich obrazów wątek roboczy kończy pracę i zwraca wyniki do wątku głównego (GUI). W wątku głównym następuje wypełnianie tablicy wynikami analizy i generowany jest wykres przemieszczenia poprzecznego w funkcji czasu GPS. Widok tablicy i wykresu przemieszczenia poprzecznego w funkcji czasu względnego

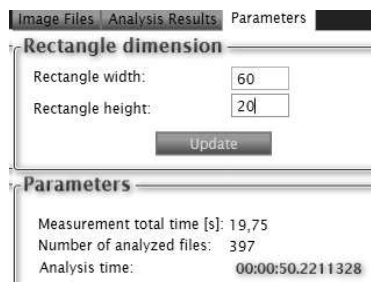
pokazano na rys. 10. W panelu dotyczącym parametrów użytkownik może zdefiniować rozmiary prostokąta referencyjnego, jak pokazano na rys. 11.



Rys. 9. Wybór obszaru referencyjnego zawierającego fragment głowki szyny i jej otoczenie



Rys. 10. Widok tablicy z danymi przemieszczenia poprzecznego platformy oraz wykres przemieszczenia w funkcji czasu względnego



Rys. 11. Panel parametrów aplikacji umożliwiający określenie rozmiarów prostokąta referencyjnego

Analiza obrazu w kolejnych sekwencjach polega na wyszukaniu takiego obszaru, który jest najbardziej podobny do wskazanego na wstępie obszaru referencyjnego. Porównywane są w tym celu składowe kolorów RGB (ang. *red, green, blue*). Zakłada się przy tym, że warunki oświetlenia zewnętrznego są takie same dla wszystkich zarejestrowanych plików rastrowych.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

W tej pracy omówiono metodę pomiarowej oceny przemieszczeń poprzecznych platformy pomiarowej przy wykorzystaniu systemu fotogrametrycznego oraz

przedstawiono wyniki analizy plików rastrowych do potrzeb korekty tego przemieszczenia. Przeprowadzone badania, których wyniki zaprezentowano w tej i innych publikacjach [1] pozwoliły na wyciągnięcie następujących wniosków:

- System fotogrametryczny wykazał, że przemieszczenie poprzeczne platformy pomiarowej na odcinkach prostych nie wprowadza istotnych zmian w odniesieniu do wartości współrzędnych systemu GNSS, INS lub MLS. Poprawki są rzędu kilku milimetrów na prostej i sporadycznie mogą osiągać wartości kilkunastu milimetrów na krzywych przejściowych.
- System fotogrametryczny powinien być zainstalowany pomiędzy dwoma osiami wózka jezdnego.
- Należy zadbać o stosunkowo silne i stabilne oświetlenie toków szynowych w celu utworzenia takich samych warunków do analizy przemieszczeń z wykorzystaniem obrazu referencyjnego.
- System fotogrametryczny generuje około 180 MB danych na jeden kilometr toru kolejowego przy częstotliwości 20 klatek na jedną sekundę.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Wilk A., Koc W., Specht C., Skibicki J., Judek S., Karwowski K., Chrostowski P., Szmagliński J., Dąbrowski P., Czaplewski K., Specht M., Licow R., Grulkowski S.: Innovative mobile method to determine railway track axis position in global coordinate system using position measurements performed with GNSS and fixed base of the measuring vehicle, *Measurement*, Vol. 175, April 2021, 109016.
2. Li R., Bai Z., Chen B., Xin H., Cheng Y., Li Q., Wu F., High-speed railway track integrated inspecting by GNSS-INS multisensor, *IEEE/ION Position, Location and Navigation Symposium (PLANS)*, Portland USA, 2020.
3. Sackl E., The EM-SAT 120 track survey car, an integrated part of the track geometry data base of the Austrian Federal Railways ÖBB, *Rail Technology Review* 2/2004 s. 39–43.
4. Chen Q., Niu X., Zuo L., Zhang T., Xiao F., Liu Y., Liu J., A railway track geometry measuring trolley system based on aided INS, *Sensors* 2018, 18 (2), 538.
5. Zhang Q., Chen Q., Niu X., Shi C., Requirement assessment of the relative spatial accuracy of a motion-constrained GNSS/INS in shortwave track irregularity measurement, *Sensors* 2019.
6. Nathan A. WPF 4.5 Księga eksperta, Helion, 2015.

VISION-BASED EVALUATION METHOD OF LATERAL DISPLACEMENTS IN GNSS AND INS MOBILE SYSTEMS FOR THE DETERMINATION OF RAILWAY TRACK AXIS TRAJECTORY

The paper presents a method of measuring lateral displacements of the railway platform. The railway platform contains GNSS, INS, MLS and photogrammetric measuring systems. A photogrammetric system consisting of video cameras, illuminators, a measurement system controller and file acquisition software was used to measure lateral displacements. The report describes processing raster files algorithm to measure displacements. The software implementation in a computer program developed in the .NET framework environment is outlined. The developed program is a WPF application. Analysis results of the measurement platform's lateral displacement were derived from the computer application. They are requested for the correction of coordinates of GNSS and INS systems. Research has been conducted as part of the "InnoSatTrack" project funded by NCBR and PKP-PLK.

Keywords: photogrammetric system, railway platform, image processing, WPF application.

DETECTION OF PETROLEUM PRODUCTS USING OPTICAL COHERENCE TOMOGRAPHY

Aleksandra M. KAMIŃSKA¹, Jerzy PLUCIŃSKI²

1. Gdańsk University of Technology, Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics
tel.: +48 58 347 2642 e-mail: aleksandra.kaminska@pg.edu.pl
2. Gdańsk University of Technology, Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics
tel.: +48 58 347 2642 e-mail: pluc@eti.pg.edu.pl

Abstract: In this work, we present a novel method developed for the analysis of the properties of thin layers for detecting petroleum products on a water surface using a commercially available optical coherence tomography (OCT) system. The spectral density analysis of the signal from a spectroscopic OCT (S-OCT) enables us to perform the precision calculation of the thin layer thickness and other properties like homogeneity, and dispersion, even if layer thickness is smaller than the coherence length of light from the used broadband light source. Mathematical modeling has been confirmed by measurements. The experiment with thin oil films on the surface of the water was conducted. The obtained results indicate that it is possible to measure the thickness of the petroleum product layers on the surface of the water smaller than 1 μm with 10 nm resolution.

Keywords: pollutions, petroleum products, detection, optical coherence tomography.

1. INTRODUCTION

Petrochemical waste can be damaging or lethal to aquatic organisms even in small concentrations [1]. Water-insoluble phases can be readily detected by interferometric methods due to the difference between refractive indices of water and oils. Their presence can signal the need for more detailed chemical analysis, thus saving time and resources.

The thickness of the thin layer of oil on the surface of water can be measured using low-coherence interferometry (LCI), in particular case optical coherence tomography (OCT), which joins longitudinal scanning by the LCI and transverse beam scanning to obtain three-dimensional images of the object under test. A diagram of the OCT measuring system is shown in Figure 1.

Standard OCT systems image the internal structure of the examined object in the longitudinal direction by measuring the difference in optical path lengths that optical radiation propagates in the measuring arm, in which the examined object is located, and in the reference arm, at the end of which the mirror is located. If the reflection in the examined object from features located at different depths takes place, then these depths can be distinguished if they differ by a value greater than the coherence length of the optical radiation source used. For this reason, OCT systems use sources with a very short coherence path length, i.e., with a very wide spectrum (broadband sources).

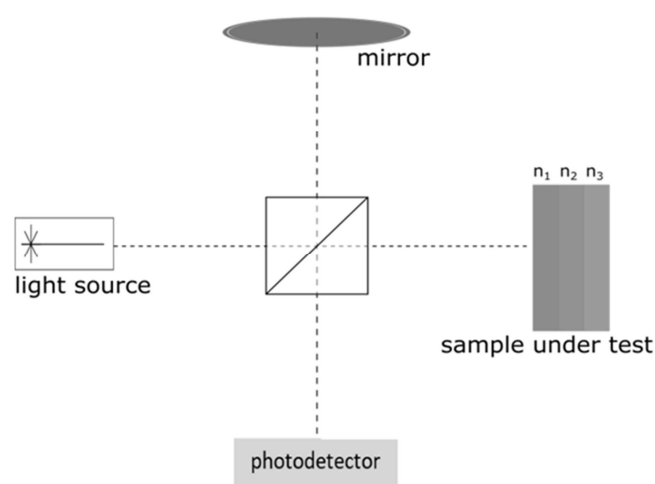


Fig. 1. OCT system diagram

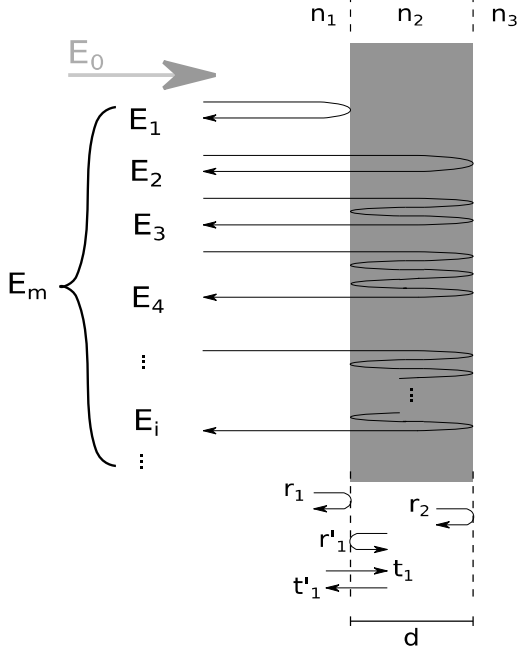
Measurement of the depth at which the optical signal is reflected or backscattered in the sample under test is made by analyzing the signal at the output of the OCT system interferometer measured by a photodetector located at its output. If the mirror moves in the reference arm during measurement, a photodiode is used as the photodetector. This method is used by time-domain OCT (TD-OCT) systems. The alternative is fixed mirror systems used by Fourier-domain (FD-OCT) systems. The FD-OCT systems need a spectrometer working as the photodetector spectral-domain OCT. This method is used by spectral-domain (SD-OCT) systems (SD-OCT). The spectrometer is not needed when a tunable laser source is used as the light source. This method is used by the latest generation of OCT systems, i.e., by swept-source OCT (SS-OCT) systems.

The main obstacle to measurements of oil layers on the water surface by OCT is inadequate axial resolution. A marine oil spill with a quantity spread as much as 19.463 L/ha results in a layer of oil only 2.0320 μm thick [2], while the measurement resolution of the layer thickness of the typical OCT system equals about 10 μm [3]. However, a layer of oil of thickness within the coherence length of light used in measurement causes thin-film interference due to multiple Fresnel reflections on the oil-air and oil-water interfaces. This effect can be utilized to detect layers of thickness significantly smaller than the resolution of the measurement setup.

2. MATHEMATICAL MODELING

The mathematical model of the OCT system for measurement of thin layers is based on modeling of two interferometers: a Fabry-Pérot interferometer for modeling the light propagation in a thin layer and a Michelson interferometer for modeling the OCT system (see Figure 2) [4]. By modeling the propagation of optical radiation within the layer, the amplitude spectral density of the wave reflected from it in the measurement arm of the Michelson interferometer can be calculated [5, 6].

a)



b)

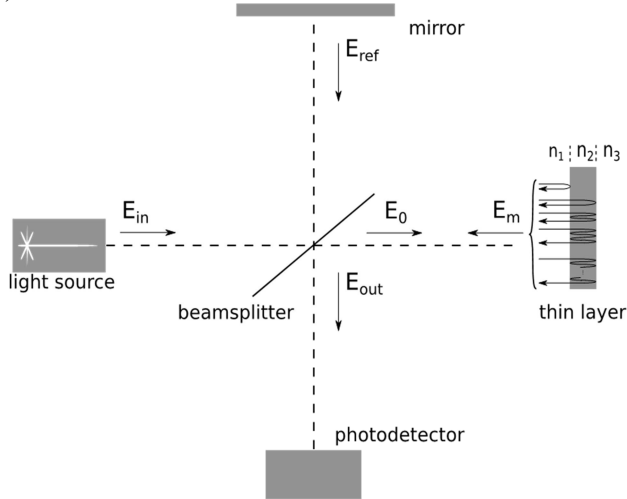


Fig. 2. Modeling of the propagation of optical radiation inside the layer (a) and in the measuring interferometer of the OCT system (b)

Since the Gaussian beam propagation is modeled inside the layer with a thickness much smaller than the Rayleigh range of the beam, the influence of the Gouy effect phenomenon and the expansion of the beam during propagation in the layer on the amplitude of the reflected wave can be neglected in the calculations [7]. In this case, the complex amplitude E_m of the beam reflected from the layer can be obtained as the sum of the infinite number of the complex amplitudes E_1, E_2, \dots of the reflected waves from the boundaries between the layer and air or water (see Figure 2a):

$$E_m = \sum_{i=1}^{\infty} E_i, \quad (1)$$

where

$$E_i = \begin{cases} r_1 E_0 & , \text{ if } i = 1 \\ (r'_1)^{i-2} r_2^{i-1} t_1 t'_1 \exp[-j4\pi(i-1)n_2 d/\lambda] E_0 & , \text{ if } i > 1 \end{cases} \quad (2)$$

and where E_0 is the complex amplitude of incident beam, d and n_2 are the thickness and the refractive index of the layer, respectively, r_1, r'_1 , and r_2 are the reflection coefficients, t_1 and t'_1 are the transmission coefficients (see Figure 2a) that can be obtained from Fresnel equations:

$$r_1 = \frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2}, \quad (3)$$

$$r'_1 = \frac{n_2 - n_1}{n_1 + n_2} = -r_1, \quad (4)$$

$$r_2 = \frac{n_2 - n_3}{n_2 + n_3}, \quad (5)$$

$$t_1 = 1 + r_1, \quad (6)$$

$$t'_1 = 1 + r'_1 = 1 - r_1, \quad (7)$$

where n_1 and n_3 are the refractive indexes of the media in front and behind the layer.

Noting that for $i > 1$, the amplitudes E_i form a geometric sequence, from Equation (1) we obtain [4]:

$$E_m = \left[r_1 + \frac{(1 - r_1^2) r_2 \exp(-j4\pi n_2 d/\lambda)}{1 + r_1 r_2 \exp(-j4\pi n_2 d/\lambda)} \right] E_0. \quad (8)$$

The intensity I_{out} of the output beam from the Michelson's interferometer of the OCT system is equal to the average square of the module of the complex amplitude E_{out} of the beam. Since this amplitude is equal to the sum of the complex amplitudes E'_m and E'_{ref} of beams coming from measurement and reference arms and guided by the beamsplitter to the detector (see Figure 2b), we obtain:

$$I_{out}(\lambda) = \langle |E_{out}|^2 \rangle = \langle |E'_m + E'_{ref}|^2 \rangle. \quad (9)$$

For lossless beamsplitter, from Equation (1) and Relationship (9), we finally obtain:

$$I_{out}(\lambda) = \frac{1}{4} \left\langle \left| r_1 + \frac{(1 - r_1^2) r_2 \exp(-j4\pi n_2 d/\lambda)}{1 + r_1 r_2 \exp(-j4\pi n_2 d/\lambda)} + \exp(j2\pi \Delta z/\lambda) \right|^2 \right\rangle I_{i\Box}(\lambda), \quad (10)$$

where Δz is the difference in the optical path length of interfering beams from the measurement and reference arms of Michelson's interferometer and $I_{i\Box}$ is the intensity of the input beam directed from the light source to the beam splitter.

Equation (10) allows us to obtain the power spectral density at the output of the OCT system for a layer with a given thickness and refractive index. This equation can be used in a method that will make it possible to measure the thickness of a layer with a thickness less than the coherence

path length of the light source and its dispersion based on the measured signal spectrum at the output of the OCT system interferometer. This can be done by using the method of fitting the data obtained from mathematical modeling, with different set parameters of the layer, to the measurement data, using an optimization method in which the objective function will be to achieve a minimum global difference between these data.

3. MEASUREMENTS

In the measurement experiment, engine oil with a refractive index of 1.47 was used. Small amounts of this oil were pipetted onto the surface of distilled water placed in a Petri dish, which resulted in the formation of a thin layer on this surface (see Figure 3). These oil layers were then measured using the SS-OCT system with commercial laser swept source HSL-2000 (by Santec, Japan). Detailed parameters of the system are presented in Table 1.

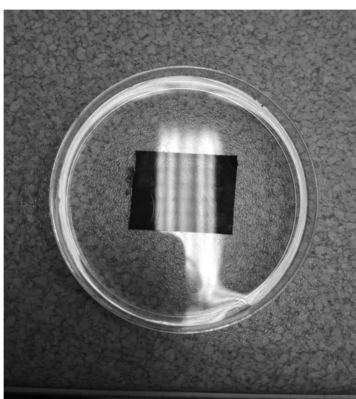


Fig. 3. A thin layer on a surface of distilled water placed in a Petri dish (the dark rectangle under the dish makes it easier to observe the formation of rainbow patterns on this surface after the layer is formed)

Table 1. Parameters of the SS-OCT system.

| Item | Value |
|---------------------------|-----------------------------------|
| Light source type | Diode laser – 20 kHz swept source |
| Output power of the laser | 10 mW |
| Central wavelength | 1320 nm |
| Wavelength range | 140 nm |
| Longitudinal resolution | 12 μm |
| Lateral resolution | 15 μm |
| Frame rate | > 4 fps |
| Depth imaging range | 7 mm |
| Transverse imaging range | 10 mm |

Measurements of normalized power spectral density of the optical signal at the output of measurement interferometer of the OCT system for several layers of oil of different thicknesses are shown in Figures 4–6. The same figures show the densities calculated with the use of mathematical modeling obtained for a source with the homogeneous spectral distribution. In the modeling process, the goal function was to minimize the difference of carrier periods of the calculated and measured normalized power spectral densities and the position differences of the minima and maxima of envelopes of these densities. Mathematical modeling allowed us to estimate the thickness of the oil

layer, which for subsequent samples was 3.16 μm , 3.75 μm , and 6.02 μm .

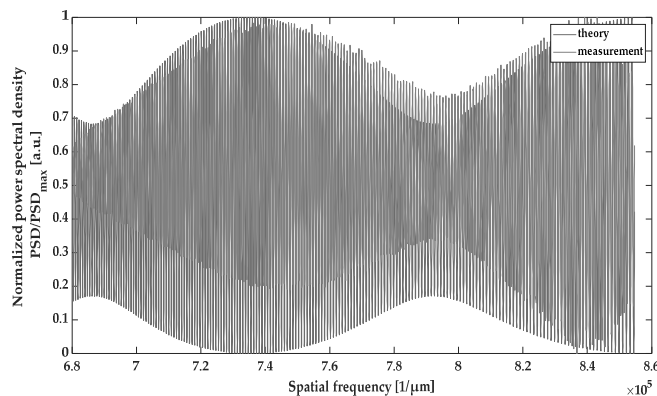


Fig. 4. Normalized power spectral density of the optical signal at the output of measurement interferometer of the OCT system for the layer of oil – the thickness of layer 3.16 μm

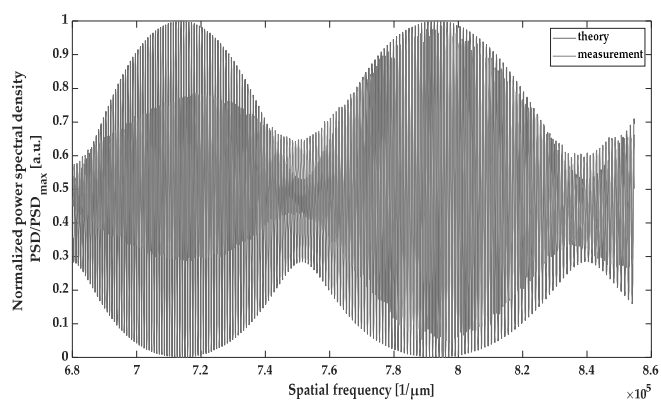


Fig. 5. Normalized power spectral density of the optical signal at the output of measurement interferometer of the OCT system for the layer of oil – the thickness of layer 3.75 μm

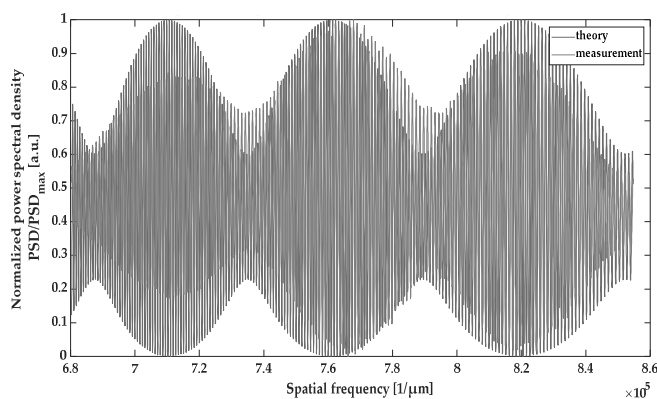


Fig. 6. Normalized power spectral density of the optical signal at the output of measurement interferometer of the OCT system for the layer of oil – the thickness of layer 6.02 μm

The calculated normalized power spectral densities presented in Figures 4–6 differ from the measured ones. There are several reasons for this: 1) the used source did not have flat power spectral density, 2) the chromatic aberration of the lens in the measurement system caused the location of the waist of the scanning beam to change its position as a function of the wavelength, which resulted in noticeable changes in the intensity of the radiation reflected from the measured layer, 3) the sampling frequency in the spatial

frequency domain slightly differed from the linear one in the spectrum range of the used laser (this causes the unequal period of the strips generated by the Moiré phenomenon when the calculated and measured power spectral densities are superimposed on each other in Figures 4–6). In further research, a better, higher accuracy wavelength measurement method will be employed along with the use of a suitable windowing function (e.g. Gaussian) to obtain a better agreement of the measured and calculated power spectral densities.

4. CONCLUSIONS

The reflectivity of the surface of water changes in the presence of a thin layer of petrochemical substance on the surface. This phenomenon can be used in the detection of petroleum contamination with interferometric techniques. Presented simulation and measurement results show that optical low-coherence interferometry, including optical coherence tomography with spectroscopic detection, can be used to detect the presence and to measure the thickness of these layers. The presented measurement results were obtained on the OCT system that was not designed to measure layers with a thickness smaller than the coherence length path of the radiation source used. It should be noted that the OCT system was able to measure layers about four times thinner than the two-point longitudinal resolution of it, which makes the proposed method unique. The same method can be used for the measurement of thin layers by OCT systems using a source with a wider spectrum and a shorter central wavelength. Such sources allow the construction of OCT systems with a sub-micrometer two-point longitudinal resolution [8–11]. Lu H. *et. al* showed that optical reflectometry techniques allow us to measure thin layer thicknesses with a resolution of 12 nm [12]. Therefore, it should be expected that after careful calibration of the OCT system with such a source and using the proposed method the oil-derivative layers of thickness significantly thinner than 1 μm will be possible to detect and their thickness will be measurable with resolution better than 10 nm.

5. REFERENCES

1. Pacheco M., Santos M.A.: Biotransformation, Endocrine, and Genetic Responses of *Anguilla anguilla* L. to Petroleum Distillate Products and Environmentally Contaminated Waters. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, vol. 49, 2001, pp. 64-75.
2. Tchobanoglous G., Burton F.L., Stensel, D.H.: “Chapter 2: Constituents in Wastewater – Oil and Grease” in *Wastewater Engineering: Treatment and Reuse*, 4th Ed. Metcalf & Eddy Inc., 2003, p. 98.
3. Fujimoto J., Drexler W.: “Chapter 1: Introduction to Optical Coherence Tomography” in Drexler W., Fujimoto J. (Eds.): *Optical Coherence Tomography*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2008, pp. 1–45.
4. Kamińska A.M., Strąkowski M.R., Pluciński J.: Spectroscopic Optical Coherence Tomography for Thin Layer and Foil Measurements. *Sensors*, vol. 20, 2020, pp. 5553-1–19.
5. Pluciński J., Karpieńko K.: Fiber-optic Fabry-Pérot sensors – modeling versus measurements results. *Proc. SPIE*, vol. 10034, 2016, pp. 100340H-1–7.
6. Pluciński J., Karpieńko K.: Response of a fiber-optic Fabry-Pérot interferometer to refractive index and absorption changes – modeling and experiments. *Proc. SPIE*, vol. 10161, 2016, pp. 101610F-1–7.
7. Saleh B.E.A, Teich M.C.: *Fundamentals of Photonics*, 3rd Ed. John Wiley & Sons, 2019, pp. 80–88.
8. Boris Povazay, Alexander A. Apolonski, Angelika Unterhuber, Boris Hermann, Kostadinka K. Bizheva, Harald Sattmann, Phillip St. J. Russell, Ferenc Krausz, Adolf Friedrich Fercher, Wolfgang Drexler: Visible light optical coherence tomography. *Proc. SPIE*, vol. 4619, 2002, pp. 90–94.
9. Czajkowski J., Prykäri T., Alarousu E., Palosaari J., Myllylä R.: Optical coherence tomography as a method of quality inspection for printed electronics products. *Opt. Rev.*, vol. 27, 2010, pp. 257–262.
10. Czajkowski J., Fabritius T., Ułański J., Marszałek T., Gazicki-Lipman M., Nosal A., Śliż R., Alarousu E., Prykäri T., Myllylä R., Jabbour G.: Ultra-high resolution optical coherence tomography for encapsulation quality inspection. *Appl. Phys. B*, vol. 105, 2011, pp. 649–657.
11. Bizheva K, Tan B., MacLellan B., Kralj O., Hajialamdari M., Hileeto D., Sorbara L.: Sub-micrometer axial resolution OCT for in-vivo imaging of the cellular structure of healthy and keratoconic human corneas. *Biomed. Opt. Express*, vol. 8, 2017, pp. 800–812.
12. Lu H., Wang M.R., Wang J., Shen M.: Tear film measurement by optical reflectometry technique. *J. Biomed. Opt.*, vol. 19, 2014, pp. 027001-1–9.

WYKRYWANIE PRODUKTÓW NAFTOWYCH ZA POMOCĄ OPTYCZNEJ TOMOGRAFII KOHERENCJI

W pracy przedstawiono nowatorską metodę analizy właściwości cienkich warstw przy użyciu standardowych dostępnych na rynku systemów optycznej tomografii koherentnej (ang. optical coherence tomography – OCT) na potrzeby wykrywania produktów naftowych na powierzchni wody. Analiza gęstości widmowej mocy sygnału pochodzącego z systemu OCT z detekcją spektroskopową (ang. spectroscopic OCT – S-OCT) pozwala na dokładne obliczenie grubości cienkiej warstwy i innych jej właściwości, takich jak jednorodność i dyspersja, nawet jeśli grubość warstwy jest mniejsza niż długość drogi koherencji stosowanego szerokopasmowego źródła światła. Wyniki działania systemu uzyskane metodą modelowania matematycznego zostały potwierdzone pomiarami uzyskanymi z komercyjnego systemu, wykorzystując zaawansowane metody przetwarzania sygnałów. Przeprowadzono eksperyment z cienkimi warstwami olejowymi na powierzchni wody. Na podstawie uzyskanych wyników można stwierdzić, że możliwy jest pomiar grubości warstwy produktu ropopochodnego na powierzchni wody cieńszej niż 1 μm przy rozdzielczości pomiarów 10 nm.

Słowa kluczowe: zanieczyszczenia, produkty ropopochodne, detekcja, optyczna tomografia koherentna.

ZASTOSOWANIE OPROGRAMOWANIA ERP Z ZAKRESU „PLANT MAINTENANCE” NA PRZYKŁADZIE SAP PM JAKO NARZĘDZIA DLA SŁUŻB UTRZYMANIA RUCHU OBIEKTU OFFSHORE

Paweł MAGULSKI¹, Stefan DZIONK²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Okrętownictwa
e-mail: pawmagul@student.pg.edu.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Okrętownictwa
e-mail: stefan.dzionk@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule poruszono kwestię planowania zasobów przedsiębiorstwa z wykorzystaniem oprogramowania ERP. Efektywne planowanie zarządzania całością zasobów przedsiębiorstwa polega głównie na:

- zapewnieniu wysokiej jakości produktów,
- maksymalizacji ekonomicznego okresu użytkowania parku maszynowego,
- maksymalizacji zdolności produkcyjnych,
- minimalizacji kosztów utrzymania sprzętu w sprawności operacyjnej,
- zapewnieniu bezpiecznych warunków pracy parku maszynowego.

Powyższe zadania mogą być obsługiwane przez oprogramowanie takie jak moduł SAP PM. W tym celu program powinien być odpowiednio dostosowany do potrzeb obiektów offshore. Należy opracować strukturę drzewa obiektów, określić ich krytyczność na podstawie matrycy kryteriów. Matryca ta powinna uwzględniać czynniki związane z bezpieczeństwem, znaczeniem obiektu dla platformy, awaryjnością oraz skomplikowaniem potencjalnego remontu. Ponadto należy opracować plany przeglądów / konserwacji, aby zmaksymalizować dostępność sprzętu i zminimalizować awarie.

Słowa kluczowe: ERP, utrzymanie ruchu, offshore.

1. WSTĘP

1.1. ERP

ERP (ang. enterprise resource planning) - planowanie zasobów przedsiębiorstwa. Innymi słowy metoda efektywnego planowania zarządzania całością zasobów przedsiębiorstwa. ERP jest to też określenie systemów informatycznych służących wspomaganie zarządzania przedsiębiorstwem.

Podstawowym elementem ERP jest baza danych, która jest zazwyczaj wspólna dla wszystkich pozostałych modułów. Moduły te zwykle obejmują obszary wskazane na rys. 1 [1]. Systemy informatyczne ERP z sukcesem są wykorzystywane przez Służby Utrzymania Ruchu.

1.2. Utrzymanie ruchu

Utrzymanie ruchu urządzeń to przede wszystkim [2]:

- zapewnienie wysokiej jakości wyrobów,
- maksymalizacja ekonomicznego okresu użytkowania parku maszynowego,
- maksymalizacja zdolności produkcyjnych,
- minimalizacja kosztów utrzymania urządzeń w sprawności eksploatacyjnej,
- zapewnienie bezpiecznych warunków eksploatacji parku maszynowego.



Rys. 1. Schemat i moduły systemu ERP

Wyróżniamy [3]:

1. Okres reaktywnego utrzymania ruchu – podejmowanie działań przez służby utrzymania ruchu w momencie wystąpienia anomalii i awarii. W literaturze najczęściej charakteryzowana mottem: „Naprawiaj, gdy się zepsuje”.
2. Okres prewencyjnego utrzymania ruchu – podejmowanie działań służb utrzymania ruchu o charakterze planowo – zapobiegawczym.
3. Okres prognostycznego (proaktywnego) utrzymania ruchu – proaktywne poszukiwanie rozwiązań, które ograniczają potrzebę działań w zakresie utrzymania ruchu infrastruktury technicznej.

Wybór odpowiedniego systemu wymaga dogłębnej analizy specyfiki przedsiębiorstwa oraz weryfikacji parku maszynowego. Konsekwencje zaniedbania procesów związanych z utrzymaniem sprawności urządzeń mogą być katastrofalne [4].

1.3. Zagrożenia

Historia pokazała na przykładzie katastrofy w 2010 roku jak wielkie znaczenie ma utrzymywanie krytycznych urządzeń na obiekcie offshore (ang. na morzu) we właściwym stanie technicznym. Na rysunku 2 eksplozja platformy wiertniczej Deepwater Horizon, która miała miejsce 20 kwietnia 2010.



Rys. 2. Eksplozja platformy wiertniczej Deepwater Horizon [5]

Skutkami katastrofy była śmierć 11 ludzi, zatonięcie platformy oraz gigantyczny wyciek ropy - około 780 mln litrów ropy. Plama ropy zajmowała powierzchnię 6500 km².

Prawdopodobną przyczyną katastrofy była niesprawna głowica przeciwerupcyjna (prewenter). Odnotowano m.in. wycieki płynu hydraulicznego i spadek ciśnienia gazu w tzw. akumulatorach hydraulicznych, które dostarczają energii koniecznej do poprawnej pracy systemu.

2. UTRZYMANIE RUCHU NA OBIEKCIE OFFSHORE

2.1. SAP Plant Maintenance

SAP PM to potoczna nazwa modułu, wspierającego utrzymanie ruchu i gospodarkę remontową (zarządzanie remontami) w SAP (zintegrowany modułowy pakiet oprogramowania ERP stworzony przez SAP, wspierający zarządzanie w dużych i średnich organizacjach różnych branż). Wspiera zarządzanie utrzymaniem ruchu, zarządzanie parkiem maszynowym, a także zarządzanie infrastrukturą posiadaną przez przedsiębiorstwo.

Program SAP jest szkieletem, który należy odpowiednio dostosować do potrzeb obiektów offshore. Należy m.in. stworzyć drzewo obiektów, określić ich krytyczność w oparciu o przygotowaną matrycę kryteriów, która powinna brać pod uwagę m.in. takie kryteria jak:

- bezpieczeństwo,
- znaczenie dla obiektu,
- awaryjność,
- skomplikowanie remontu.

Poza tym należy stworzyć plany przeglądów / obsługi, które pozwolą na uzyskanie maksymalnej dostępności urządzeń i minimalizacji awarii.

2.2. Krytyczność urządzeń oraz plany obsługi

Poziom krytyczności obiektu decyduje m.in. o ilości części zamiennych, które należy mieć na obiekcie i/lub w magazynie lądowym. Urządzenia można podzielić na cztery klasy:

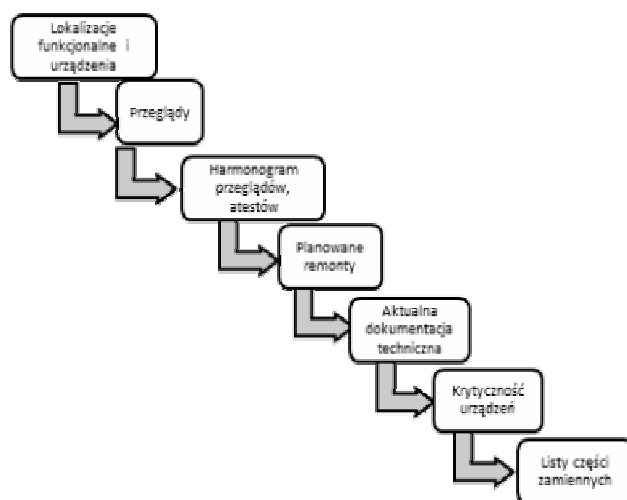
- Klasa A – obiekty krytyczne,
- Klasa B – obiekty ważne,
- Klasa C – obiekty pozostałe,
- Klasa R – urządzenia ratunkowe.

Plany przeglądów powinny być oparte na harmonogramie przeglądów z dokumentacji DTR (dokumentacja techniczno - ruchowa) określone wg przepracowanych godzin urządzenia oraz upływu czasu. Poza tym przeglądy powinny wynikać z tzw. dobrych praktyk inżynierskich tworzonych na podstawie analizy pracy danego urządzenia na przestrzeni lat. Właściwy stan urządzeń na obiekcie można utrzymywać poprzez wprowadzenie odpowiednich zawiadomień np.:

- planowane – wyświetlane z odpowiednim wyprzedzeniem,
- awaryjne,
- remontowe,
- wykonania prac.

3. WNIOSKI KOŃCOWE

W celu uzyskania odpowiednio skonfigurowanego systemu do utrzymania ruchu obiektów należy opracować schemat wprowadzania złożonego systemu zarządzania utrzymaniem ruchu z podziałem na poszczególne etapy tworzenia gospodarki remontowej co zostało przedstawione na rysunku 3.



Rys. 3 Etapy tworzenia

Schemat ten przedstawia kamienie milowe jakie muszą być zrealizowane do uzyskania wymiernych korzyści w postaci maksymalizacji dostępności urządzeń oraz minimalizacji przestołów związanych z awariami urządzeń.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Co to jest system ERP? ; <https://www.comarch.pl/erp/co-to-jest-system-erp-faq/> ; dostęp 10.06.2021.
2. Piersiala S., Trzcieliński S.: Systemy utrzymania ruchu, Koncepcje zarządzania systemami wytwórczymi. Instytut Inżynierii Zarządzania Politechniki Poznańskiej, Poznań, 2005, s. 114-126.
3. Legutko S.: Trendy rozwoju utrzymania ruchu urządzeń i maszyn. *Niezawodność i Eksploatacja*, nr 2, 2009.
4. Jasiulewicz-Kaczmarek M. (2019) Sustainable maintenance assessment model of enterprise technical infrastructure. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań.
5. Przedstawiono rysunek w tekście z artykułu „Największa katastrofa ekologiczna w historii USA. Politycy ryzykują powtórkę z Deepwater Horizon” ; <https://www.energetyka24.com/najwieksza-katastrofa-ekologiczna-historii-usa-politycy-ryzykuja-powtorke-z-deepwater-horizon-komentarz> ; dostęp 10.06.2021.

ERP SOFTWARE FOR "PLANT MAINTENANCE" ON THE EXAMPLE OF SAP PM AS A TOOL FOR OFFSHORE FACILITY MAINTENANCE

The article discusses the issue of enterprise resource planning with the use of ERP software. Effective planning of managing the entire enterprise resources consists mainly in:

- ensuring high-quality products,
- maximizing the economic period of use of the machine park,
- maximizing production capacity,
- minimization of equipment maintenance costs in operational efficiency,
- ensuring safe working conditions of the machine park.

The above tasks can be handled by software such as SAP PM module. For this purpose, the program should be properly adapted to the needs of offshore facilities. A tree structure of objects should be developed, their criticality should be determined on the basis of the matrix of criteria. This matrix should take into account factors related to safety, the importance of the object for the platform, failure rate and complexity of the potential renovation. In addition, inspection / maintenance plans should be developed to maximize equipment availability and minimize breakdowns.

Keywords: ERP, maintenance, offshore.

ZASADY MONTAŻU INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH WEDŁUG OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISÓW I NORM

Konrad SEKLECKI¹, Marek OLESZ²

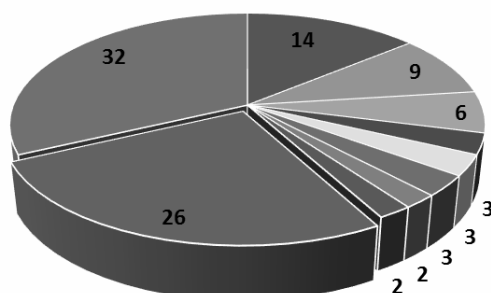
1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 500174775, e-mail: konrad.seklecki@pg.edu.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 583471820, e-mail: marek.olesz@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono niektóre wytyczne normalizacyjne oraz wynikające z dobrej praktyki inżynierskiej zasady dotyczące montażu instalacji fotowoltaicznych. Na podstawie dokumentacji fotograficznej omówiono typowe błędy w wykonaniu instalacji fotowoltaicznych wskazując jednocześnie przyczyny ich występowania. Analizy statystyczne uszkodzeń w różnych krajach wskazują na znaczną ich liczbę głównie w fazie dynamicznego wzrostu liczby instalacji.

Słowa kluczowe: mikro instalacja fotowoltaiczna, instalacja fotowoltaiczna, ochrona przeciwporażeniowa, ogniwa fotowoltaiczne, wytyczne montażu instalacji fotowoltaicznych.

1. WSTĘP

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

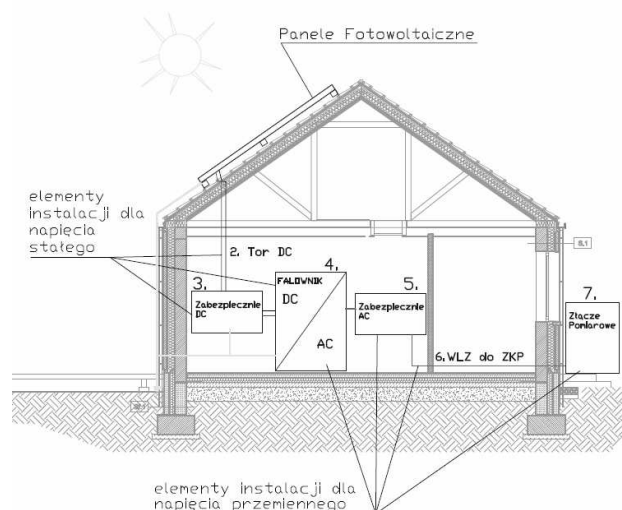


- obciążenie śniegiem (14%)
- błędy techniczne (6%)
- sabotaż (3%)
- kradzież (2%)
- przebiecia (26%)
- wiatr (9%)
- kuny (3%)
- błędy ludzkie (3%)
- pożar (2%)
- inne (32%)

Rys. 1. Przyczyny uszkodzeń (w [%] dla instalacji fotowoltaicznych w Niemczech- dane z 2010 roku)

Tego rodzaju przypadki – jak np. pożar lub zwarcie wewnętrzne, w konsekwencji mogą powodować wysokie straty finansowe dla gospodarstwa, a w skrajnym wypadku zagrażać bezpieczeństwu osób (rys. 1).

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



Rys. 2. Schemat instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej w wolnostojącym budynku

Dodatkowo monter instalacji fotowoltaicznych może wystąpić do Urzędu Dozoru Technicznego o wydanie certyfikatu, który potwierdza posiadanie kwalifikacji do instalowania instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym systemów fotowoltaicznych. Certyfikat posiadający 5-letni okres ważności jest wydawany na podstawie odpowiedniego wykształcenia poświadczonego dyplomem zawodowym, kwalifikacji zawodowych lub ukończenia odpowiedniego kierunku szkoły wyższej. W przypadku osób

nie posiadających odpowiedniego wykształcenia wymaga się odbycia szkolenia w ośrodku akredytowanym przez UDT, a następnie zdania egzaminu z wiedzy teoretycznej i praktycznej [21].

Opcjonalnie oczekuje się od monterów udokumentowanego szkolenia z montażu urządzeń określonego typu odbytego u producentów. 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. Dodatkowo pracownicy wykonujący pomiary/badania pomontażowe powinni posiadać uprawnienia kwalifikacyjne E i D dla Grupy 1, Urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne w zakresie: kontrolno-pomiarowym [15].

2. WYTYCZNE DO MONTAŻU INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

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

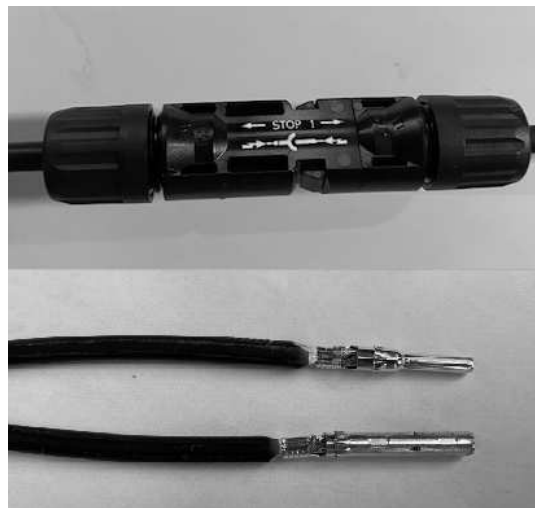
- przewody w instalacji PV,
- łączenia modułów w instalacji,
- montaż falownika,
- montaż modułów fotowoltaicznych,
- montaż skrzynek zabezpieczających DC i AC.

2.1. Przewody w instalacji PV

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

- przewody DC solarne wykonane z materiałów ustalonych w dokumencie PN-EN 60216 Materiały elektroizolacyjne - oznaczanie ciepłoodporności,
- przewody atestowane do pracy przy napięciach stałych do 1000 V, które posiadają odpowiednie dopuszczenia wydane przez jednostki certyfikujące,
- w miejscach narażonych na działanie promieniowania słonecznego przewody powinny być prowadzone w odpornej na promieniowanie ultrafioletowe (UV) trasie kablowej, wykonanej na przykład z rury karbowanej, koryt elektrycznych, itp.
- prowadzenie w rurkach elektroinstalacyjnych lub listwach/kanałach instalacyjnych w przypadku przewodów prowadzonych na zewnątrz oraz wewnątrz budynku,
- przewody prądu stałego przy podłączeniach w rozdzielniach oznakowane kolorami (czerwony „+”, czarny bądź niebieski „-”) należy zastosować etykiety „+/-”.
- kable DC prowadzone w niewielkim odstępnie, tak, aby nie tworzyć pętli indukcyjnych,
- wymagania dotyczące prowadzenia instalacji elektrycznej, np. prowadzenia przewodów pionowo lub poziomo, zachowania wymaganych przepisami odstępów od innych

instalacji (np. zaleca się aby kable prądu stałego nie dotykały w żadnym miejscu instalacji gazowej),



Rys. 3. Przykład złącza MC4

a)



b)



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

- przewody po stronie AC i DC ze stosownymi oznaczeniami (np. kabel +/-, rodzaj zabezpieczeń, oznakowanie urządzeń pod napięciem, oznakowanie BHP),
- przewody po stronie AC i DC zaleca się prowadzić w wydzielonych korytkach kablowych, po stronie AC nie należy stosować przekroju przewodu mniejszego niż 4 mm²,
- złącza MC4 (rys. 3) oraz przewody DC umieszczone pod modułami prawidłowo przymocowane do konstrukcji opaskami zaciskowymi odpornymi na promieniowanie UV.

Na rysunku 4 pokazano przykłady błędnych i prawidłowych rozwiązań montażowych – głównie w zakresie prowadzenia i mocowania przewodów.

Pokazane sytuacje poprzez dopuszczenie przesuwania się przewodów i rozwiązań z istniejącymi wstępnymi naprężeniami mogą w dalszych etapach eksploatacji wprowadzać wadliwe połączenia, bądź prowadzić do utraty ciągłości izolacji przewodów.

2.2. Łączenia modułów w instalacji

Łączenie modułów w instalacji powinno być zrealizowane w sposób zapewniający prawidłową pracę całej instalacji: napięcie i natężenie prądu w obwodach modułów PV nie może przekraczać maksymalnych wartości określonych w danych technicznych montowanego inwertera. Zastosowane typy połączeń modułów muszą być zgodne z wytycznymi projektowymi wartości napięcia i natężenia prądu w łączonych obwodach według poniższych zasad:

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

a)



b)



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

2.3. Montaż falownika

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

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

a)



b)



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

Przy montażu falowników należy zwrócić szczególną uwagę na poniższe elementy:

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

- należy zachować odstępy wentylacyjne i inne wytyczne montażowe zgodnie z informacjami wskazanymi w instrukcji montażu / obsługi producenta,
- falownik nie może znajdować się w miejscach zawilgoconych, nie może być montowany na strychu, na powierzchniach łatwopalnych oraz w miejscach, gdzie jest bezpośrednio narażony na niekorzystne warunki atmosferyczne,
- wyświetlacz falownika należy umieścić na wysokości oczu, czyli w odległości 160-180 cm od ziemi,
- w przypadku montowania kilku urządzeń zabrania się montowania jednego falownika bezpośrednio nad drugim, a jeżeli są montowane obok siebie to należy zachować odpowiedni dystans między nimi,
- falownik musi być uruchomiony przez instalatora, który jest zobowiązany przeszkolić użytkownika z obsługi podstawowych funkcji montowanego urządzenia,
- uziemienie konstrukcji inwertera, obudowy inwertera, skrzynek AC i DC należy wykonać przewodem 16 mm² do szyny głównej,
- szynę główną należy uziemić przewodem 16 mm² do dodatkowego uziomu sztucznego lub istniejącego uziemienia budynku, o ile spełnia ono odpowiednie parametry.

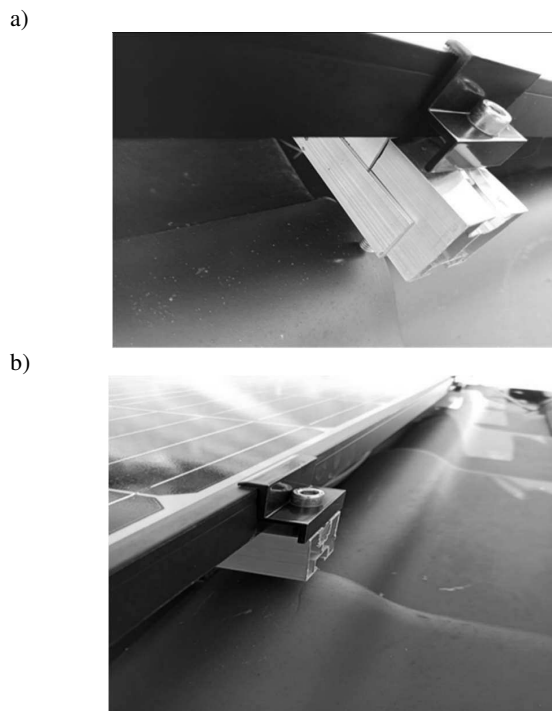
2.4. Montaż modułów fotowoltaicznych

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

Niedopuszczalne jest wykonanie miejsca połączeń profili nośnych, np. pomiędzy modułami lub zbyt blisko końca profili, gdyż może to powodować deformację całej konstrukcji pod wpływem dodatkowego obciążenia śniegiem lub wiatrem (rys. 7).

Poziomowanie modułów – konstrukcja wsporcza powinna zostać wypoziomowana wzdłuż profili. Poszczególne rzędy profili muszą być zamontowane na tej samej wysokości, tak aby powierzchnie górne modułów znajdowały się w jednej płaszczyźnie. Innymi słowy wszystkie moduły muszą być ułożone optycznie równo względem siebie zarówno w pionie jak i w poziomie.

Wybierając system i sposób, montażu należy pamiętać, aby zachować minimum 6 - 10 cm wolnej przestrzeni między najniższym elementem modułu a najwyższym dachu. Przestrzeń ta jest niezbędna do wentylacji modułu i jego naturalnego chłodzenia. Przy montażu modułów na dachu należy zachować minimum 30-35 cm odstępu między końcem ostatniego rzędu modułów a krawędzią dachu.



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

Odstęp ten jest niezbędny, aby woda spływająca po modułach trafiała do rynny. W przypadku montażu na gruncie należy zachować niezbędną przestrzeń między ostatnim (najniższym) rzędem modułów a gruntem. Przestrzeń ta potrzebna jest, aby w zimę spływający i tworzący zasy śnieg nie zasłaniał ostatniego rzędu modułów. W porze letniej zbyt niskie usytuowanie utrudnia np. koszenie trawy, co wymusza minimalną lokalizację na wysokości 50 – 60 cm. W przypadku montażu modułów na konstrukcji naziemnej w układzie „jeden na drugim” skrzynki przyłączeniowe zawsze muszą znajdować się na górze modułu, aby unikać zaciekania wodą.

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

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

Podczas prac należy szczególnie zadbać o szczelność połączeń dachowej, a wszelkie zaistniałe uszkodzenia, które powstały podczas montażu należy naprawić przez:

- właściwe dokręcenie gumowych uszczelnień w miejscach montażu śrub dwugwintowych,
- stosowne uszczelnienie za pomocą taśmy dekararskiej, uszczelnacza dekararskiego lub lepiku dekararskiego miejsc naruszenia szczelności połączeń.

Przy każdej instalacji modułów należy stosować konkretne wytyczne producenta w zakresie montażu na danym rodzaju konstrukcji.

2.5. Montaż skrzynek zabezpieczających DC i AC

W warunkach zewnętrznych oraz wilgotnych należy montować rozdzielnice DC i AC posiadające stosowne certyfikaty i aprobaty w stopniu ochrony IP65, w innych przypadkach sugeruje się stosowanie IP44. Przewody doprowadzone do rozdzielnic należy zaciskać we

właściwych tulejach zaciskowych. Nie dopuszcza się „skręcania przewodów” oraz naciągania kabli. Kable i przewody nie mogą być zbyt mocno przykręcone lub zbyt mocno dociśnięte. Dodatkowo wszystkie przewody wprowadzane i wyprowadzane z rozdzielnic natynkowych muszą przechodzić przez dławiki kablowe o odpowiednim stopniu ochrony IP. Wewnętrzne okablowanie w skrzynce należy wykonać w sposób staranny i niestwarzający niebezpieczeństwa pożaru lub porażenia. Wszystkie żyły PE, przewody połączeń wyrównawczych głównych i miejscowych oraz ekranów kabli muszą być przyłączone do głównej szyny wyrównawczej (rys. 7b). Zastosowane w rozdzielnicach zabezpieczenia DC i AC powinny wynikać z obliczeń projektowych [6-10, 12]. Zabezpieczeń AC i DC nie należy montować na jednej szynie w skrzynce z zabezpieczeniami.

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

a)



b)



Rys. 8. Połączenia przewodów ochronnych i neutralnych, a) wadliwe (brak uporządkowania przewodów), b) prawidłowe wykonanie połączeń przewodów ochronnych w rozdzielnicach

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

3. POMIARY

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

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

- oględziny (kontrola techniczna dachu i ocena wpływu konstrukcji wsporczej i modułów na konstrukcję dachu, przegląd elementów mocujących – pęknięcia, uszkodzenia, sprawdzenie prawidłowości montażu okablowania i ochrony przed skutkami cieplnymi, sprawdzenie prawidłowości doboru elementów instalacji i ich zabezpieczeń, sprawdzenie prawidłowości oznaczenia przewodów neutralnych i ochronnych, sprawdzenie oznakowania instalacji, sprawdzenie poprawności połączeń przewodów, sprawdzenie prawidłowego i kompletnego oznaczenia obwodów bezpieczników, łączników, zacisków),
- pomiary podstawowe (sprawdzenie polaryzacji, ciągłości przewodów, rezystancji izolacji po stronie DC i AC, rezystancji uziemienia, impedancji pętli zwarcia po stronie AC oraz napięć i prądów w poszczególnych częściach instalacji - napięcia obwodu otwartego i prądu zwarcia modułów oraz prądów w obwodach wejściowych i wyjściowych falownika),
- pomiary dodatkowe.

Badania powinny zostać wykonane przy natężeniu promieniowania słonecznego w zakresie $400 \div 700 \text{ W/m}^2$, zakończone próbą funkcjonalnego działania poszczególnych elementów instalacji. Pomiary dodatkowe, opcjonalne obejmują wyznaczenie charakterystyk prądowo – napięciowych poszczególnych paneli oraz analizę rozkładu temperatury metodą termowizyjną.

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

4. WNIOSKI

Przedstawione w artykule ogólne zasady montażu instalacji fotowoltaicznych wskazują na szereg problemów technicznych, które należy rozwiązać na etapie projektowania, a następnie podczas montażu instalacji. Na

etapie realizacji inwestycji sporządzenie projektu przez osobę posiadającą stosowne uprawnienia budowlane gwarantuje, pod warunkiem poprawnego montażu i odbioru, większą niezawodność instalacji na etapie eksploatacji.

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

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

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

5. BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 60446:2010 zasady podstawowe i bezpieczeństwa przy współdziałaniu człowieka z maszyną, oznaczanie i identyfikacja - Oznaczenia identyfikacyjne przewodów barwami albo cyframi.
2. PN-HD 60364-7-712:2016-05 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.
3. PN-EN 50618:2015-03 Kable i przewody elektryczne do systemów fotowoltaicznych.
4. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Tekst jednolity: Dz. U. 2010 Nr 243 poz. 1632 z późniejszymi zmianami).
5. Obwieszczenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 8 kwietnia 2019 w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie Dz.U. 2019 poz. 1065.
6. Norma PN-HD 60364-4-41:2017 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
7. Norma PN-HD 60364-4-43:2012 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-43: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed prądem przetężeniowym.
8. PN-IEC 60364-5-52:2011 - Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Przewodowanie.
9. Norma PN-HD 60364-5-54:2011 – Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Układy uziemiające i przewody ochronne.
10. PN-E-04700:1998, Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych - Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych.
11. Norma PN-HD 60364-6:2016 - Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 6: Sprawdzanie.
12. Norma SEP N SEP-E-002 - Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych.
13. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 marca 2013 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych, Dz. U. 2013, poz. 492.
14. Warunki techniczne wykonania i odbioru robót budowlano-montażowych. D1: Instalacje elektryczne, piorunochronne i telekomunikacyjne w budynkach mieszkalnych, Instytut Techniki Budowlanej, ISBN: 978-83-249-8582-1 (2014).
15. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828.
16. PN-EN 62446-1:2016-08, Systemy fotowoltaiczne (PV) - Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania - Część 1: Systemy podłączone do sieci - Dokumentacja, odbiory, nadzór.
17. PN-EN IEC 62446-2:2020-12, Systemy fotowoltaiczne (PV) - Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania - Część 2: Systemy podłączone do sieci - Utrzymanie systemów PV.
18. Instrukcja instalacji modułów fotowoltaicznych LONGi Solar, strona internetowa, https://solar-distribution.baywa_re.pl/out/media/LR4_60HPB_PL_LONGi_instrukcja_instalacji_01.pdf.
19. Instrukcja instalacji Fronius Symo 3 - 8,2 kW, FRONIUS INTERNATIONAL GMBH, Austria.
20. SUN2000-(3KTL-10KTL)-M0 - instrukcja obsługi, Wydanie 06 (2020-03-12) Copyright © Huawei Technologies Co., Ltd.
21. Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 23 lutego 2021 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o odnawialnych źródłach energii, Dz. U.2021, poz. 610.

INSTALLATION REQUIREMENTS FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEM ACCORDING TO THE REGULATIONS AND STANDARDS

The article presents standardization guidelines and rules for the installation of photovoltaic installations resulting from good engineering practice. On the basis of photographic documentation, typical errors in the implementation of photovoltaic installations were discussed, at the same time indicating the reasons for their occurrence. Statistical analyses of failures in various countries indicate a significant number of failures, mainly in the phase of dynamic growth in the number of installations.

Keywords: photovoltaic micro-installation, photovoltaic installation, electric shock protection, photovoltaic cells, installation guidelines for photovoltaic installations.

ZDALNE LABORATORIUM ELEKTRONIKI Z PROGRAMEM LTSPICE

Piotr J. CHRZAN

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 1719, e-mail: pchrzan@pg.edu.pl

Streszczenie: Celem artykułu jest przedstawienie programu LTspice w otwartym dostępie, jako skutecznego narzędzia do nauczania elektroniki oraz symulacji układów elektronicznych na potrzeby zdalnego laboratorium. Na wybranych przykładach, realizowanych przez studentów: obwodów rezonansowych, stabilizatorów napięcia, wzmacniaczy operacyjnych w układach całkujących, filtrach, wzmacniaczy mocy wyjaśnione są metody analizy w dziedzinie czasu i częstotliwości, metody weryfikacji poprawnego działania układów, oraz podstawy projektowania. Opisane laboratorium było z powodzeniem uruchomione na platformie dydaktycznej enauczanie Politechniki Gdańskiej.

Słowa kluczowe: laboratorium elektroniki, ćwiczenia symulacyjne, modelowanie obwodowe, LTspice.

1. WSTĘP

Zdalne nauczanie wymuszone rozwojem pandemii objęło w minionym roku akademickim również laboratoria. Mając na uwadze główne założenia zajęć laboratoryjnych, którymi są dobre zrozumienie podstaw poprzez bezpośrednie eksperymentowanie, zapoznanie się z aparaturą oraz praca zespołowa, - to organizacja takich zajęć w trybie zdalnym wymaga szczególnego przygotowania.

Dla zdalnego laboratorium elektroniki, niezależnie od uruchamiania fizycznych zestawów układów i elementów przeznaczonych do sterowania i pomiarów poprzez Internet, alternatywną metodą są badania symulacyjne. Jednym z wysokiej jakości pakietów symulacyjnych do analizy układów elektronicznych jest program *LTspice*[®] [1]. Jest to symulator obwodowy w otwartym dostępie - należący do rodziny programów *SPICE* (Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis) [2-6]. Prócz oprogramowania do symulacji program *LTspice* zawiera edytor schematów (*Schematic Editor*) ze wspomaganym projektowaniem umożliwiającym szybki do nauczenia, intuicyjny tryb edycji schematu układu elektronicznego. Cechą wyróżniającą program są też makromodele regulatorów, wzmacniaczy *Analog Devices*[™] oraz obszerne biblioteki modeli elementów elektronicznych opracowanych przez ich producentów. Wyniki symulacji dostępne są do wyświetlenia w edytorze graficznym (*Waveform Viewer*) poprzez wybór, w oknie edytora, prądów w gałęziach i napięć węzłowych (w odniesieniu do masy albo napięć między węzłami).

Na podstawie doświadczeń zebranych z kilku semestrów zdalnego laboratorium elektroniki w artykule opisano najciekawsze przykłady ćwiczeń, realizowane samodzielnie przez studentów, za pomocą programu *LTspice*.

2. SZEREGOWY OBWÓD REZONANSOWY RLC

2.1. Człon oscylacyjny drugiego rzędu

W pierwszej części ćwiczenia, badanie szeregowego obwodu rezonansowym RLC ma na celu weryfikację dynamiczną w symulacji podstawowych parametrów członu oscylacyjnego II rzędu. Na rysunku 1 w konwencji schematu połączeń czwórnik: źródło napięcia impulsowego V1 stanowi sygnał wejściowy, natomiast napięcie V(n003) na kondensatorze C₁ jest sygnałem wyjściowym. Dobór rezystora R₁ umożliwi określenie współczynnika tłumienia

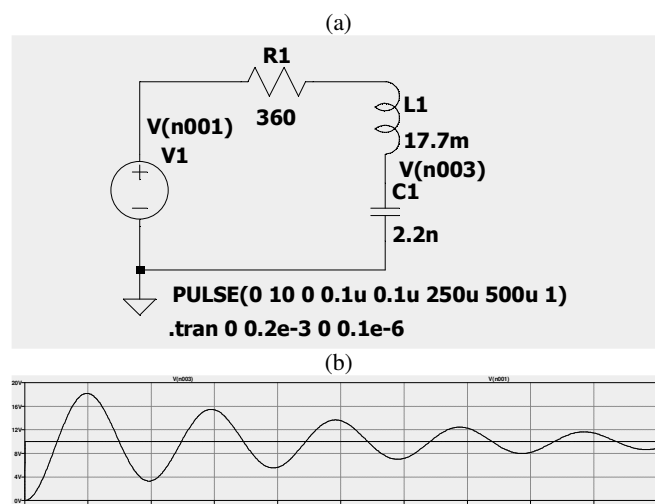
$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{R_1}{\sqrt{L_1/C_1}} \quad (1)$$

Dla $\zeta < 1$ - odpowiedź skokowa (stan przejściowy) napięcia V(n003) ma charakter tłumionych oscylacji

$$V(n003) = V1 \left[1 - \frac{\exp(-\zeta \omega_n t)}{\sqrt{1-\zeta^2}} \sin(\sqrt{1-\zeta^2} \omega_n t + \varphi) \right] \quad (2)$$

gdzie: ω_n - częstotliwość rezonansowa [rad/s] jest pulsacją drgań własnych nietłumionych

$$\omega_n = 2\pi f_n = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}} \quad (3)$$



Rys. 1. Szeregowy obwód rezonansowy; a) układ symulacji, b) odpowiedź skokowa V(n003) dla $\zeta=0.063$

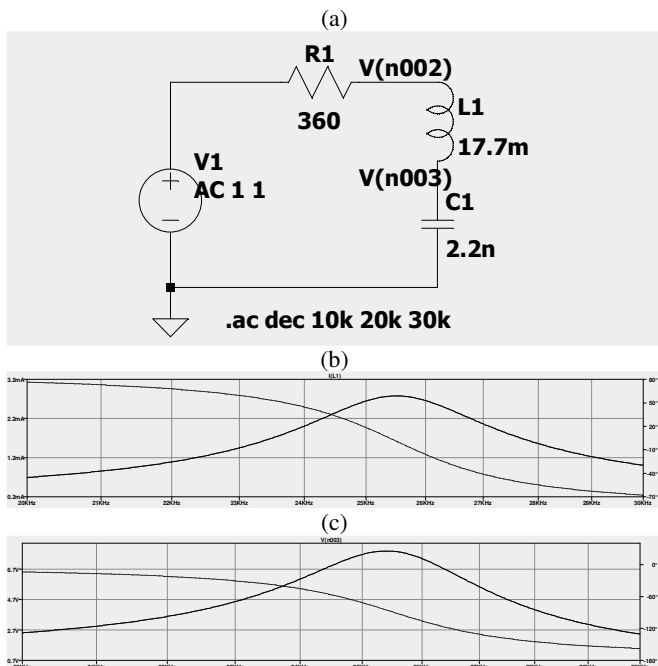
W układzie symulacji źródło V1 (PULSE) generuje impulsy napięcia o amplitudzie 10 V, szerokości 250 μ s i okresie powtarzania 500 μ s. W dyrektywie **.tran** (*Transient*) ustalono czas symulacji stanu przejściowego: od t=0 do 200 μ s. W tym ćwiczeniu studenci badają odpowiedzi skokowe dla różnych współczynników tłumienia. Następnie, na podstawie otrzymanych przebiegów, wyznaczają okresy drgań własnych i odpowiadające im pulsacje drgań własnych tłumionych.

2.2. Analiza małosygnałowa AC

W drugiej części ćwiczenia przeprowadzana jest analiza małosygnałowa obwodu RLC w dziedzinie częstotliwości. Za pomocą dyrektywy **.ac** (*AC Analysis*) (rys. 2a) obliczane są zespolone prądy gałęziowe i napięcia węzłowe w przedziale częstotliwości <10;30> kHz obejmującym częstotliwość rezonansową ($f_n=25.5$ kHz). Obliczenia wykonywane są z rozdzielczością: 10^4 punktów na dekadę częstotliwości. Źródło napięcia przemiennego V1 pobudza układ sygnałami o jednostkowej amplitudzie $V(j\omega)=\exp(j\omega t)$. Wówczas moduł i argument prądu $I(j\omega)$ gałęzi $R_1L_1C_1$ (rys. 2b) odpowiada admitancji $Y(j\omega)$ tego obwodu:

$$I(j\omega) = Y(j\omega)V(j\omega) \quad (4)$$

W ekstremum prądu dla $\arg\{I(j\omega)\}=0$ studenci odczytują częstotliwość rezonansową f_n , a następnie weryfikują jej wartość w oparciu o wzór analityczny (3). Dla tego punktu w stanie rezonansu można wyjaśnić, iż cała moc pobierana przez obwód rezonansowy ze źródła V1 jest mocą czynną przekształcaną w ciepło, w rezystorze R_1 . Oznacza to stan kompensacji napięć na cewce L_1 i kondensatorze C_1 oraz charakterystyczny dla tego obwodu rezonans napięć (rys. 2c). Dla porównania, ekstremum napięcia na kondensatorze C_1 :



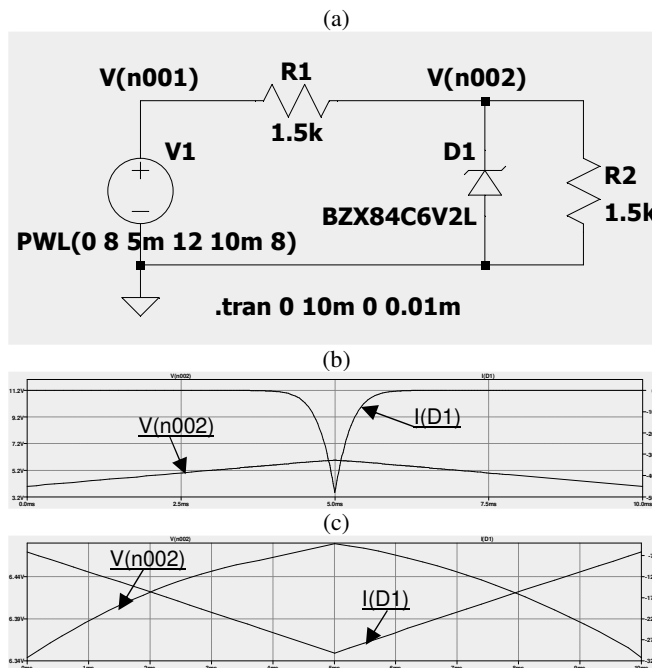
Rys. 2. Szeregowy obwód rezonansowy; a) układ symulacji, b) prąd gałęzi $R_1L_1C_1$, c) napięcie na kondensatorze C_1

$$u_{C1max} = \frac{Q}{\sqrt{1-\frac{1}{4Q^2}}} \quad \text{dla} \quad f = f_n \sqrt{1-\frac{1}{2Q^2}} \quad (5)$$

gdzie: współczynnik dobroci $Q = \frac{1}{2\zeta}$.

3. RÓWNOLEGLY STABILIZATOR NAPIĘCIA

Typowe zastosowanie diody Zenera w równoległym stabilizatorze napięcia jest zadaniem projektowym. Za pomocą symulacji można w dogodny sposób zweryfikować poprawność projektu, tj.: dobór rezystora zabezpieczającego oraz diody dla zadanych zakresów stabilizacji. Przykładowy schemat stabilizatora na bazie diody Zenera BZX84C6V2L przedstawiony jest na rys. 3a). W układzie tym przyjęto, że napięcie wejściowe V1 jest wolnozmiennym przebiegiem trójkątnym w przedziale <8 V;12 V>. Obciążenie stanowi stały rezystor $R_2=1.5$ k Ω , również rezystor zabezpieczający wynosi $R_1=1.5$ k Ω . Jednak przebiegi symulacji przy zadanych parametrach (rys. 3b) nie potwierdzają stabilizacji napięcia na obciążeniu. Napięcie węzła V(n002) zmienia się zgodnie z dzielnikiem rezystancyjnym R_1/R_2 a prąd diody $I(D_1) < 50$ μ A jest zbyt mały aby dioda Zenera pracowała w liniowym zakresie przebicia.



Rys. 3. Równoległy stabilizator napięcia; a) schemat układu, wyniki symulacji: b) $R_1=1.5$ k Ω , c) $R_1=160$ Ω

Zadaniem studentów jest przeliczenie i dobranie R_1 ze znormalizowanego szeregu rezystancji: E24 ($\pm 5\%$) aby uzyskać poprawną stabilizację napięcia V(n002) dla zadanych zmian napięcia wejściowego V1 oraz przy wykorzystaniu następujących wzorów projektowych

$$R_1 \geq \frac{V1_{max}-U_Z}{I_{Zmax}} \quad (6)$$

i

$$R_1 \leq \frac{V1_{min}-U_Z}{I_{Zmin}-U_Z/R_2} \quad (7)$$

gdzie: U_Z – napięcie Zenera, I_{Zmax}/I_{Zmin} – wartości graniczne prądów diody w stanie przebicia

Obliczony zakres rezystancji pozwala na dobór $R_1 = 160 \Omega$. Wówczas na podstawie symulacji (rys. 3c), napięcie $V(n002)$ jest stabilizowane w przedziale: $<6.3 \text{ V}; 6.5 \text{ V}>$, a prąd diody Zenera $-5 \text{ mA} > I(D1) > -32 \text{ mA}$. spełnia warunki stanu przebiecia.

4. UKŁAD CAŁKUJĄCY

Tematem tego ćwiczenia jest wyjaśnienie działania układu całkującego opartego na wzmacniaczu operacyjnym (WO) i jego pracy w pętli ujemnego sprzężenia zwrotnego (rys. 4a). Z uwagi na bardzo duże wzmocnienie WO dla napięcia różnicowego, jego wartość może być przyjęta jako równa zero. Ponadto, WO ma bardzo dużą rezystancję wejściową, co oznacza prąd rezystora R_1 w przybliżeniu równy prądowi kondensatora C_1 . Wtedy z zależności dla obwodu napięcia wejściowego $U_i = V(n001)$

$$U_i = -R_1 C_1 \frac{dU_o}{dt} \quad (8)$$

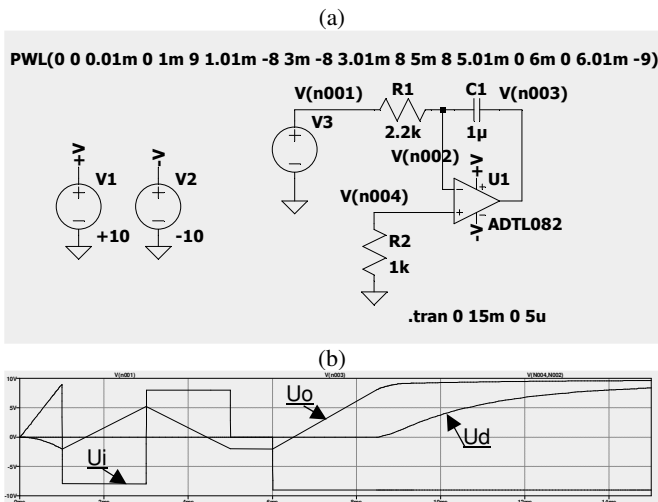
gdzie: $U_o = V(n003)$ jest napięciem wyjściowym.

Całkując obustronnie równanie (8) otrzymujemy napięcie wyjściowe U_o , które jest istotnie całką przebiegu napięcia wejściowego $U_i(t)$ z ujemnym współczynnikiem $(-1/R_1 C_1)$

$$U_o = -\frac{1}{R_1 C_1} \int_0^t U_i(\tau) d\tau + U_o(0) \quad (9)$$

Gdy w wyniku całkowania, WO osiągnie stan ograniczenia napięcia wyjściowego $U_o = \pm U_{sat}$ (stan nasycenia) wtedy pętla sprzężenia ujemnego staje się nieaktywna i układ traci właściwości całkujące. Po zaniku prądu w gałęzi $R_1 C_1$ napięcie różnicowe $U_d = V(n004) - V(n002)$ osiąga wartość napięcia wejściowego U_i

$$U_i + U_d = 0 \quad (10)$$



Rys. 4. Układ całkujący; a) schemat symulacji, b) przebiegi: $U_i - V(n001)$, $U_o - V(n003)$, $U_d - V(n004) - V(n002)$

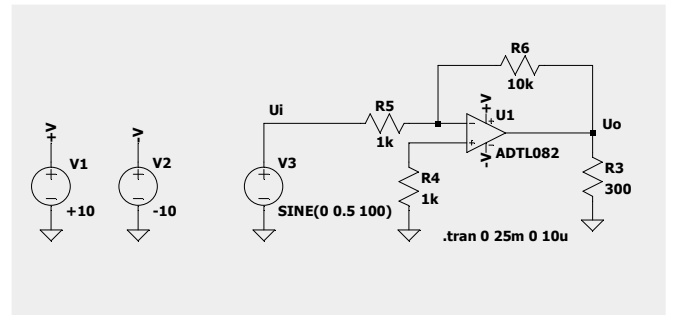
Zastosowany w symulacji model wzmacniacza operacyjnego: ADTL082 przy zasilaniu $\pm 10V$ odpowiada WO i warunkom pracy w rzeczywistych zestawach laboratorium elektroniki. W celu weryfikacji działania układu całkującego - źródło V_3 (PWL - Piece-wise linear voltage source) zostało zaprogramowane do wytworzenia określonej sekwencji zmian napięcia (rys. 4b). Początkowo napięcie narasta liniowo do $+9 \text{ V}$, następnie przyjmuje formę

przebiegu prostokątnego o amplitudzie $-/+8V$, dalej przyjmuje wartość zerową, po czym ustala się na poziomie: $-9V$. Po $8,5 \text{ ms}$ czasu symulacji, WO całkując stałe napięcie ujemne - dochodzi do stanu ograniczenia napięcia wyjściowego: $U_o = +U_{sat}$. Wtedy układ traci właściwości całkujące. Prąd w gałęzi $R_1 C_1$ zanika. Zgodnie z równaniem (10), U_d osiąga wartość $-U_i$.

5. WZMACNIACZ DWUSTOPNIOWY

Ćwiczenie ma na celu zbadanie linearyzujących właściwości, jakie wnosi ujemne sprzężenie zwrotne do układu dwustopniowego wzmacniacza mocy. Pierwszy stopień wzmacniacza stanowi WO w układzie odwracającym, którego zadaniem jest wzmocnienie napięcia. Na rys. 5 źródło V_3 podaje na wejście wzmacniacza napięcie sinusoidalne o amplitudzie 0.5 V i częstotliwości 100 Hz . Wyjście połączone jest z obciążeniem $R_3 = 300 \Omega$. Studenci badają w symulacji wzmocnienie napięcia K_u i przesunięcie fazy napięcia wyjściowego U_o , w zgodności ze wzorem

$$K_u = \frac{U_o}{U_i} = -\frac{R_6}{R_5} \quad (11)$$



Rys. 5. Schemat symulacji WO w układzie odwracającym

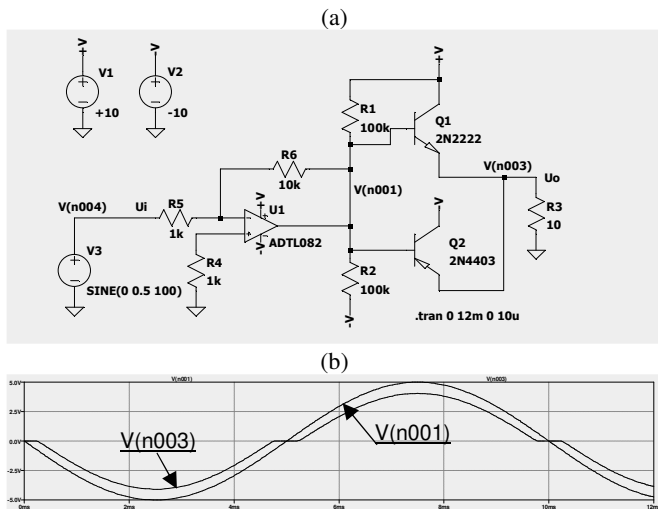
W kolejnych eksperymentach zmniejsza się wartość rezystora R_3 , aż do wartości, poniżej której układ przestaje poprawnie funkcjonować. Z uwagi na ograniczoną wydajność prądową WO (do kilkudziesięciu mA) - dostarczenie odpowiedniej mocy do obciążenia jest funkcją II stopnia wzmocnienia, w którym zastosowano wzmacniacz przeciwobny połączony kaskadowo z I stopniem przedwzmacniacza jak na rys. 6a). Ponieważ wzmacniacz przeciwobny nie wzmacnia napięcia, to całkowite wzmocnienie napięciowe K_u układu można opisać w przybliżeniu równaniem (11), z którego wynika wtedy całkowite wzmocnienie prądowe K_i

$$K_i = \frac{I_o}{I_i} = -\frac{R_6}{R_3} \quad (12)$$

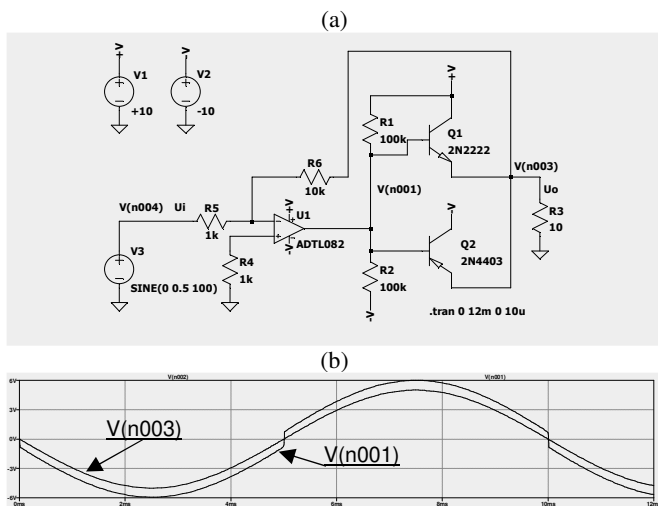
Pomimo dobrych parametrów wzmocnienia poważną wadą badanego układu wzmacniacza dwustopniowego są zniekształcenia skrośne stopnia mocy, które powstają przy przejściu napięcia wejściowego $V(n001)$ przez zero, przez utratę części sygnału o małej wartości (rys. 6b).

W trzeciej części ćwiczenia studenci analizują poprawę liniowości charakterystyki przenoszenia wzmacniacza dzięki powiększeniu pętli ujemnego napięciowego sprzężenia zwrotnego od wyjścia II stopnia wzmacniacza (rys. 7a). Dla takiej modyfikacji wyznaczone wcześniej współczynniki wzmocnienia napięcia, prądu i mocy nie ulegają zmianie, natomiast zdecydowanie maleją zniekształcenia skrośne. Analiza napięcia wejściowego II stopnia mocy $V(n001)$ na

rys. 7b. wyjaśnia kompensację zniekształceń skrośnych poprzez oddziaływanie ujemnej pętli sprzężenia zwrotnego.



Rys. 6. Dwustopniowy wzmacniacz mocy; a) schemat symulacji, b) napięcie wejściowe II stopnia - V(n001), napięcie wyjściowe U_o ze zniekształceniami skrośnymi - V(n003),



Rys. 7. Wpływ ujemnego sprzężenia zwrotnego; a) schemat, b) napięcie wejściowe II stopnia - V(n001), napięcie wyjściowe U_o bez zniekształceń - V(n003)

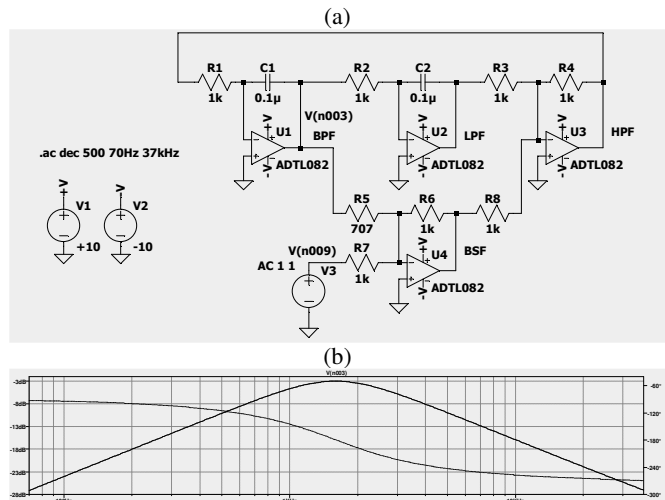
4. FILTRY AKTYWNE

W tym przykładzie, symulacja i analiza charakterystyk częstotliwościowych uniwersalnego filtra aktywnego II rzędu jest uzupełnieniem ćwiczenia sprzętowego w laboratorium elektroniki. Badany układ (rys. 8a) w zależności od zaczeptu wyjściowego realizuje filtr: środkowoprzepustowy (BPF), środkowozaporowy (BSF), dolnoprzepustowy (LPF) lub górnoprzepustowy (HPF). Za pomocą dyrektywy analizy małosygnalowej **.ac** - studenci badają transmitancje widmowe $K(j\omega)$ poszczególnych filtrów aktywnych. Źródło napięcia przemiennego V3 pobudza układ sygnałami o jednostkowej amplitudzie i częstotliwościach z określonego przedziału i przy zadanej rozdzielczości. Po wykonaniu obliczeń, w zależności od wyboru zaczeptu węzła potencjału wyjściowego – wyświetlana jest jego charakterystyka amplitudowo-fazowa odpowiadająca danemu typowi filtra

$$U_o(j\omega) = K(\omega)e^{j\varphi(\omega)}U_i(j\omega) \quad (13)$$

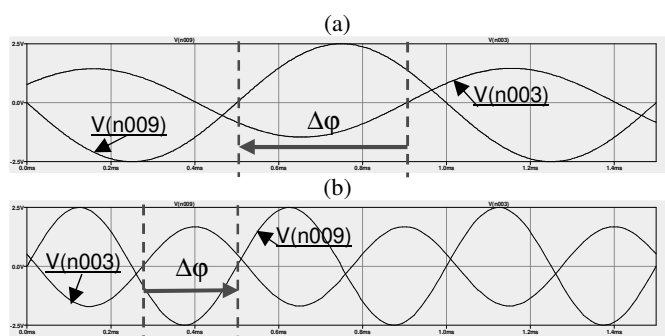
gdzie: napięcie wejściowe $U_i(j\omega) = \exp(j\omega t)$.

Na podstawie analizy otrzymanych charakterystyk studenci określają: pasmo przenoszenia B, zakres zmian przesunięcia fazowego w paśmie przepustowym, oraz asymptotyczne nachylenie charakterystyki amplitudowej w zakresie tłumienia [dB/dek]. Przykład charakterystyki amplitudowo-fazowej dla filtra BPF ilustruje rys. 8b).



Rys. 8. Uniwersalny filtr aktywny II rzędu; a) schemat symulacji, b) V(n003) – BPF: charakterystyka amplitudowo-fazowa

Charakterystyka fazowa BPF w paśmie przenoszenia zmienia się w przedziale kątowym: $\langle -134^\circ ; -224^\circ \rangle$, dla częstotliwości środkowej pasma przechodząc przez kąt fazowy: -180° . W dalszych eksperymentach studenci weryfikują zmiany fazy w symulacji czasowej filtra dla dwóch częstotliwości napięcia wejściowego: poniżej i powyżej częstotliwości środkowej ($f_n \approx 1.6$ kHz) filtra. Wyniki tych symulacji przedstawione na rys. 9. uczą właściwej interpretacji zależności fazowych napięcia wyjściowego filtra BPF-V(n003) względem napięcia wejściowego V(n009) ze źródła V3 w stanie ustalonym.



Rys. 9. Przebiegi napięcia wejściowego V(n009) i wyjściowego V(n003) filtra BPF; a) $f=1$ kHz, przesunięcie fazy $\Delta\varphi \approx -146^\circ$, b) $f=2$ kHz, $\Delta\varphi \approx +160^\circ = -200^\circ$

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Na podstawie przedstawionych wybranych przykładów ćwiczeń zdalnego laboratorium elektroniki z programem LTspice studenci, poprzez samodzielne wykonanie ćwiczeń, mają możliwość poznać i zrozumieć podstawowe narzędzia, elementy elektroniki. Są to przede wszystkim:

- analiza w dziedzinie czasu i częstotliwości,

- weryfikacja poprawnego działania układu,
- wprowadzenie do projektowania,
- przykłady zastosowania diody Zenera, wzmacniaczy operacyjnych, wzmacniaczy mocy, filtrów, itp.

LTspice jest efektywnym symulatorem obwodowym, w otwartym dostępie, do nauczania elektroniki. Realizacja laboratorium symulacyjnego poprzez platformę kontaktu ze studentami, np.: „nauczanie Politechniki Gdańskiej” stanowi wartościowe uzupełnienie w nauczaniu elektroniki.

5. BIBLIOGRAFIA

1. <https://web.mit.edu/6.101/www/s2020/handouts/LTSpiceIntro.pdf>

2. Zimny P., Karwowski K.: SPICE Klucz do elektrotechniki, Politechnika Gdańska, Gdańsk 1993.
3. Szczęsny R.: Komputerowa symulacja układów energoelektronicznych, Wydaw. PG Gdańsk 1999.
4. Zachara Z., Wojtuszkiewicz K.: PSpice. Przykłady praktyczne, Wydawnictwo MIKOM, Warszawa 2000.
5. Rashid M.H., Rashid H. M.: SPICE for power electronics and electric power, 2nd ed. CRC Press Taylor & Francis Group 2006.
6. Sabah N.H.: Electronics basic, analog and digital with PSpice, CRC Press Taylor & Francis Group 2009.

REMOTE ELECTRONICS LABORATORY WITH LTSPICE PROGRAM

This paper describes the LTspice open access program, as an efficient tool for electronics teaching and simulation of electronic circuits for remote laboratory exercises. Based on performed by students selected examples: of resonant circuits, voltage stabilizers, operational amplifiers used in integrating circuits, filters, power amplifiers are explained methods of analysis in time and frequency domain, verification methods of circuit operation and fundamental design issues. Presented remote laboratory was effectively carried out using e-learning platform of the Gdańsk University of Technology.

Keywords: Electronics laboratory, simulation exercises, circuit modeling, LTspice.

WPŁYW PANDEMII COVID-19 NA OBCIĄŻENIE POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO ORAZ POTENCJAŁ WYKORZYSTANIA USŁUGI DSR

Wiktoria STAHL

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wpływ restrykcji w funkcjonowaniu przemysłu, handlu i życia społecznego na obciążenie KSE podczas pierwszego lockdownu. W celu zbadania wpływu pandemii na obciążenie KSE dokonano analizy porównawczej dwóch analogicznych okresów trwających od połowy marca do końca maja w latach 2017 - 2019 i 2020. Porównano wartości charakteryzujące poszczególne tygodnie rozpatrywanego okresu. W roku 2020 zaobserwowano znaczne obniżenie się wartości szczytowych. O zmianach w popycie na moc świadczy także sposób narastania obciążenia w okresie szczytu popołudniowego. W roku 2020 zmiany są bardziej gwałtowne. W artykule zaproponowano także wykorzystanie usługi DSR (ścinania szczytów) w celu zmniejszenia gradientu narastania obciążenia w szczycie popołudniowym.

Słowa kluczowe: COVID-19, lockdown, DSR, KSE.

1. WSTĘP

Na początku roku 2020 na całym świecie obserwowano rozprzestrzenianie się koronawirusa 2019-nCoV. W związku z szybkim wzrostem liczby osób zarażonych oraz liczby zgonów, rządy wielu państw podjęły liczne kroki mające na celu ograniczenie ekspansji koronawirusa. Często wiązały się one z ograniczeniem aktywności społeczeństwa poprzez zamknięcie lub ograniczenie działalności ośrodków kultury, punktów usługowych, handlowych oraz przemysłu. Ograniczenie produkcji i wytwarzania towarów znacząco wpłynęło na stan światowej gospodarki. Dodatkowo konieczność adaptacji zachowania społeczeństwa do zaistniałej sytuacji wywarły wpływ także na pracę lokalnych systemów elektroenergetycznych. Według [1] dobowy popyt na moc w Nowym Jorku w kwietniu zmniejszył się o 16% względem popytu oczekiwanego. W Indiach zapotrzebowanie na energię elektryczną spadło o ok. 20% w porównaniu z rokiem 2019 [2]. W Hiszpanii, Włoszech i Wielkiej Brytanii zużycie energii elektrycznej w dniach roboczych zbliżyło się do zużycia charakterystycznego dla dni wolnych od pracy w roku 2019 [3].

W Polsce pierwszy przypadek zachorowania na COVID-19 odnotowano 4.03.20r. Wraz ze wzrostem liczby zachorowań, w kolejnych dniach podjęto działania mające na celu powstrzymanie tego wzrostu. Efektem było m.in. ograniczenie działalności przemysłu, handlu oraz usług. Zarządcy zakładów podjęli decyzje o wstrzymaniu produkcji [4]. Wielu pracowników zaczęło pracować w sposób zdalny. Do ograniczenia aktywności obywateli przyczyniły się też akcje informacyjne zachęcające do pozostania w domach.

Tabela 1 przedstawia daty obowiązywania oraz rodzaj wprowadzonych i zniesionych ograniczeń w Polsce.

Tablica 1. Wprowadzone i znoszone ograniczenia na terenie Polski (opracowanie własne na podstawie [5])

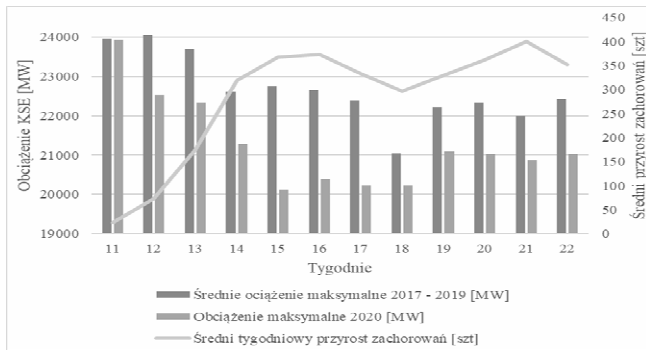
| Data | Wprowadzone ograniczenia |
|---------------|---|
| Od 12.03.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Zawieszenie zajęć w szkołach Apel o pozostanie w domach |
| Od 13.03.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Zamknięcie restauracji, galerii handlowych |
| Od 15.03.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Wprowadzenie 14 dniowej kwarantanny dla osób wracających z zagranicy |
| Od 24.03.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Przemieszczanie się dozwolone jedynie w celu dotarcia do pracy lub na zakupy |
| Od 1.04.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Zamknięcie wielkopowierzchniowych sklepów budowlanych, hoteli, basenów, itd Konieczność kwarantanny także dla bliskich osób podlegających kwarantannie |
| Data | Znoszone ograniczenia |
| Od 4.05.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Otwarcie centr handlowych i sklepów wielkopowierzchniowych, hoteli |
| Od 18.05.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Otwarcie restauracji, kawiarni itd. |
| Od 25.05.2020 | <ul style="list-style-type: none"> Przywrócenie zajęć w szkołach |

2. ZMIANY W OBCIĄŻENIU POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Okresy od połowy marca do końca maja w latach 2017 - 2019 cechują się podobnymi wartościami obciążeń. Współczynniki zmienności dla poszczególnych tygodni dla obciążenia maksymalnego, średniego i minimalnego wynoszą średnio ok. 2%. Okres ten w latach 2017 - 2019 i 2020 charakteryzują podobne warunki pogodowe [6] oraz święta, jakie występują w tym czasie (Wielkanoc, święta majowe). Ze względu na podobieństwa, analogiczny okres roku 2020 powinien cechować się zbliżonym popytem na moc oraz porównywalnymi wartościami opisującymi jego zmienność. Dlatego też dokonano analizy danych dotyczących obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zgromadzonych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne [7]. Dane zawierają wartości popytu na moc i jego prognozę w poszczególnych godzinach. Analiza porównawcza dotyczy wartości tygodniowych dla dni roboczych i dotyczy tygodni 11 - 22 lat 2017 - 2019 i roku 2020 (tygodnie 11 - 13 przypadają na marzec, 14 - 18 na kwiecień i 19 - 22 na maj). Pierwsze restrykcje zaczęły obowiązywać w tygodniu 12. Zostały one stopniowo znoszone od tygodnia 19. W celu określenia zmian

obciążenia KSE, porównano wartości charakterystyczne dla poszczególnych tygodni – obciążenie szczytowe, minimalne oraz średnie. Porównano też średnie wartości gradientów narastania obciążenia do szczytu popołudniowego.

W związku z tymczasowym zamknięciem lub ograniczeniem funkcjonowania dużych przemysłowych i komercyjnych odbiorców energii elektrycznej, należy spodziewać się zmian w okresie występowania szczytowych obciążeń w ciągu dni roboczych. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w poszczególnych tygodniach przedstawia rysunek 1.

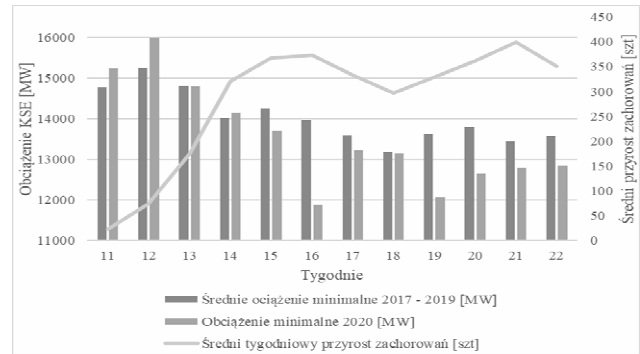


Rys. 1. Maksymalne obciążenie w tygodniach 2017 - 2019 i 2020 roku oraz średni przyrost zachorowań na COVID-19

W latach 2017 - 2019 widoczne jest naturalne, stopniowe obniżanie się wartości szczytowych. Wynika to z sezonowych zmian zapotrzebowania na moc. Natomiast w roku 2020, w tygodniach 11 - 14 nastąpił silny spadek tych wartości, co wiąże się z rosnącym przyrostem zachorowań oraz wprowadzaniem kolejnych ograniczeń w funkcjonowaniu społeczeństwa. Szczytowe obciążenie w marcu zmniejszyło się średnio o ok. 1000 MW (4%). W kolejnych tygodniach wartości szczytów tygodniowych są mniejsze średnio o ok. 2000 MW (9%) względem poprzednich lat. Pomimo stopniowego znoszenia restrykcji od tygodnia 19, obciążenia szczytowe nie zbliżyły się do obciążeń odnotowanych dla okresu porównawczego – były niższe o ok. 1200 MW (6%). W wyniku wprowadzonych restrykcji wiele zakładów pracy zostało zamkniętych lub ograniczyło produkcję, co wiązało się także ze zwolnieniami pracowników. Wraz z ograniczeniem produkcji i konsumpcji, w II kwartale 2020 polska gospodarka utraciła 8% PKB [8]. Jest to prawdopodobną przyczyną ograniczonego zapotrzebowania na moc w kolejnych tygodniach w porównaniu z poprzednimi latami.

Na rysunku 2 przedstawiono minimalne obciążenia tygodniowe jakie wystąpiły w latach 2017 - 2019 i w roku 2020. Największa różnica między obciążeniami wystąpiła w tygodniu 16. Wynika to z wystąpienia poniedziałku wielkanocnego. Przejściu obciążenia do wtorku towarzyszył głęboka dolina nocna, która wiąże się z wystąpieniem najniższego obciążenia w 2020 roku w tym tygodniu. Na tydzień 18 w obu okresach przypada długi weekend majowy. Mimo, że święta majowe są w innych dniach tygodnia, nie wpłynęło to na większe zróżnicowanie obciążeń minimalnych w tym tygodniu. W tygodniu 19 w roku 2020 pojawiła się głęboka dolina nocna, wynikająca z wystąpienia wcześniej święta (3 maja) i skutkująca najniższym obciążeniem na początku tygodnia. W roku 2020 minimalne obciążenie było mniejsze niż w latach 2017 - 2019 średnio o ok. 500 MW (4%).

W ramach wykonanej analizy zbadano także średnie tygodniowe obciążenia. Średnie obciążenie w okresie lockdownu zmniejszyło się średnio o ok. 1300 MW (7%). W wyniku restrykcji obniżyły się nie tylko obciążenia szczytowe, ale także ogólny popyt na moc. Dodatkowo, niewielkie zmiany w obciążeniu minimalnym wskazują na spłaszczenie krzywych zapotrzebowania w 2020 roku. Zużycie mocy zostało ograniczone głównie w okresie występowania wysokich obciążeń w ciągu dnia.



Rys. 2. Minimalne obciążenie w tygodniach 2017 - 2019 i 2020 roku oraz średni przyrost zachorowań na COVID-19

Tablica 2. Średnie gradienty narastania obciążenia do szczytu popołudniowego dla poszczególnych miesięcy

| Miesiąc | Średni gradient [MW/h] | | |
|----------|------------------------|--------|---------|
| | 2017 - 2019 | 2020 | różnica |
| Marzec | 536,18 | 592,62 | 56,44 |
| Kwiecień | 495,15 | 537,68 | 42,53 |
| Maj | 171,01 | 207,21 | 36,19 |

Silne zmiany w zakresie szczytowego zapotrzebowania na moc, mogą wskazywać także na inny sposób jego narastania. Gradient obciążenia to wskaźnik informujący o dynamice narastania obciążenia w rozpatrywanym czasie. W celu określenia tych zmian obliczono średnie miesięczne gradienty wzrostu obciążenia w ciągu dnia do szczytu popołudniowego (tabela 2). Obciążenie narastało w ciągu 3 godzin, w marcu od godziny 17:00 do 20:00 oraz w kwietniu i maju od godziny 18:00 do 21:00. Gradienty wyznaczono zgodnie ze wzorem (1).

$$\nabla = \frac{P_s - P_p}{t_s - t_p} \quad (1)$$

gdzie: P_p – obciążenie początkowe (najniższe obciążenie jakie wystąpiło przed szczytem i po którym następuje wzrost) [MW], P_s – obciążenie szczytowe [MW], t_p – godzina wystąpienia obciążenia początkowego, przypisana temu obciążeniu P_p , t_s – godzina wystąpienia szczytowego obciążenia.

W latach 2017 - 2019 średnie gradienty opisujące wzrost obciążenia w okresie popołudniowym są mniejsze niż w roku 2020. W roku 2020 narasta ono szybciej i gwałtowniej. Może to świadczyć o większej różnicy między obniżonym obciążeniem, jakie wystąpiło przed rozpoczęciem narastania, a obciążeniem szczytowym, na którym kończy się okres wzrostu. Największa różnica między średnim gradientem dla lat 2017 - 2019 i 2020 została zaobserwowana w marcu. Większa dynamika zmian w tym okresie wiąże się z niespodziewanym

wprowadzaniem kolejnych restrykcji, które doprowadziły do nagłego ograniczenia funkcjonowania społeczeństwa. Jak wykazano także w [9] oraz w [10] wprowadzenie lockdownu zmieniło profile i dynamikę zużycia mocy zarówno u odbiorców indywidualnych jak i komercyjnych.

Zmiany w czasie obowiązywania restrykcji zaistniały także w prognozowaniu zapotrzebowania na moc. Tabela 3 przedstawia wartości średniego błędu prognozy w okresie szczytowym. Błąd ten wyznaczono na podstawie wzoru (2):

$$\Delta F = \frac{P_F - P_R}{P_R} \quad (2)$$

gdzie: ΔF – błąd prognozy, P_F – obciążenie prognozowane [MW], P_R – obciążenie rzeczywiste [MW].

Tablica 3. Średnie błędy prognozy w godzinach wystąpienia szczytu zapotrzebowania dla poszczególnych miesięcy

| Miesiąc | Średnie błędy prognozy w godzinach wystąpienia szczytu zapotrzebowania | | |
|----------|--|--------|---------|
| | 2017 - 2019 | 2020 | różnica |
| Marzec | 1,44% | 2,39% | 0,02% |
| | -0,46% | -3,78% | 3,32% |
| Kwiecień | 1,79% | 1,77% | 0,02% |
| | -0,73% | -4,87% | 4,14% |
| Maj | 2,59% | 1,86% | 0,73% |
| | -1,35% | - | -1,35% |

Wartości ujemne błędy zawarte w tabeli 3 przedstawiają o ile średnio prognoza przewidywała mniejszy szczyt od rzeczywistego, natomiast dodatnie dotyczą przewidywania większego obciążenia niż rzeczywiste. W marcu i kwietniu zaobserwowano większe różnice między szczytowym zapotrzebowaniem rzeczywistym, a prognozowanym. W tym czasie spodziewano się większych spadków obciążenia niż wystąpiły rzeczywiście średnio o ok. ponad 3% i 4%. Prognoza w okresie lockdownu jest mniej trafna niż w okresie porównawczym, ze względu na większe wartości błędów. Szczyty zapotrzebowania są najbardziej problematycznym okresem w pracy systemu elektroenergetycznego. Istotne jest ich możliwie dokładne zaprognozowanie. Prognoza była mniej trafna także w okresie pozaszczytowym – ogólnie spodziewano się większych obciążeń niż wystąpiły o ok. 3% (ok. 2% w okresie porównawczym). Natomiast gdy przewidywane obciążenie okazywało się mniejsze, błąd prognozy wynosił średnio ok. -2,3% (-0,8% w latach 2017 - 2019).

3. MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA DSR W CELU ZŁAGODZENIA ZMIAN W OBCIĄŻENIU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

W polskim Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wytwarzanie energii elektrycznej oparte jest głównie na elektrowniach węglowych. Dostarczają one ok. 70% mocy zainstalowanej i cechują się małą elastycznością, rozumianą m.in. jako zdolność do szybkiego reagowania na wahające się zapotrzebowanie na moc w warunkach szybkich i dużych wahań poboru energii elektrycznej. W związku z tym, KSE jest oceniany jako niewystarczająco elastyczny [7], [11]. Sytuacja wywołana pandemią i liczne, trudne do przewidzenia zmiany w obciążeniu systemu, stanowią wyzwanie dla polskiego systemu elektroenergetycznego.

Jak wykazano m.in. w [2] takie zmiany można łagodzić na różne sposoby. Jednym z rozwiązań mających wspomóc system są usługi zarządzania popytem, tzw. Demand Side Response (DSR). Usługi DSR pozwalają na kształtowanie zapotrzebowania na moc po stronie odbiorców w krótkim horyzoncie czasowym np. poprzez nakłonienie ich do ograniczenia zużycia mocy w okresie szczytu (tzw. ścinanie szczytów). Poprawia to stabilność, elastyczność i bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. Polscy operatorzy realizują przede wszystkim interwencyjny wariant DSR - operator systemu przesyłowego wzywa odbiorców biorących udział w realizacji usługi do redukcji poboru mocy wyłącznie w sytuacji nagłego zagrożenia stabilności systemu [7]. Jednak usługa DSR może być realizowana także w sposób planowy.

Efektywne zarządzanie dostępnymi zasobami mocy w trudnej sytuacji wywołanej lockdownem nie jest łatwe ze względu na małą elastyczność KSE. Warunki powstałe w wyniku pandemii dają możliwość wykorzystania potencjału mocy zgromadzonego w ramach realizacji DSR w nowy sposób. W Polsce dotąd nie realizowano tej usługi w sposób nie-interwencyjny. Poniżej przedstawiono możliwość wykorzystania DSR w sposób planowy w ciągu kilku dni w celu wspomagania pracy systemu poprzez zmniejszenie gradientów wzrostu obciążenia w szczycie popołudniowym w czasie lockdownu na przykładzie marca 2020.

W Polsce w roku 2020 w ramach usługi redukcji popytu na polecenie operatora na okres od 01.02 - 31.03.2020 r. pozyskano 612 MW mocy [7]. Poniżej zaproponowano warunki, na podstawie których można zaplanować redukcję szczytu popytu w ramach DSR:

1. Trudności związane z prognozą: duże różnice pomiędzy wartościami prognozowanymi i rzeczywistymi świadczą o zachodzących zmianach w zapotrzebowaniu na moc, innych niż spodziewane. Gdy obciążenie prognozowane jest dużo większe niż rzeczywiste i ich różnica znacznie odbiega od wartości obserwowanych w poprzednich latach, istnieje ryzyko szybkiego narastania obciążenia w kolejnych godzinach do szczytu popołudniowego. Realizacja ścinania szczytów może poprawić sytuację bilansową poprzez kontrolowane zmniejszenie wahań w popycie na moc. Poniżej zaprezentowano pierwszy warunek stanowiący podstawę do wykonania redukcji popytu w szczycie (3):

$$\overline{(|P_F - P_R|)_{T_n}} \gg \overline{(|P_F - P_R|)_{T_p}} \quad (3)$$

gdzie: T_n – rozpatrywany obecny okres czasu poprzedzający szczyt zapotrzebowania (np. 10:00 – 16:00 danego dnia); T_p – okres czasu analogiczny do T_n w poprzednich latach.

2. Gwałtowność narastania obciążeń w ciągu dnia: zmniejszenie się popytu na moc w ciągu dnia i niepewność co do wartości szczytu obciążenia, stwarza ryzyko wystąpienia dużego gradientu narastania obciążenia do szczytu popołudniowego. Wysoka wartość gradientu w czasie narastania szczytu popołudniowego jest problematyczna i świadczy o dużej gwałtowności zmian. Mogą wystąpić trudności z oszacowaniem i pokryciem takiego obciążenia. Poniżej zaprezentowano warunek, na podstawie którego można rozważyć wdrożenie DSR (4):

$$\overline{(\nabla P_F)_{T_n}} \gg \overline{(\nabla P_R)_{T_p}} \quad (4)$$

gdzie: ∇P_F – przewidywany gradient wzrostu obciążenia do szczytu popołudniowego [MW/h]; ∇P_R – rzeczywisty gradient wzrostu obciążenia do szczytu popołudniowego [MW/h].

Na podstawie powyższych założeń, wykonano symulację wykorzystania usługi DSR poprzez ścinanie szczytów w sposób planowany na przykładzie średniego roboczego tygodnia marca, obejmującego okres obowiązywania lockdownu. Redukcja byłaby realizowana na polecenie operatora. W związku ze znaną procedurą realizacji tego rozwiązania (na podstawie doświadczeń związanych z interwencyjnym wariantem DSR), mogłoby ono z powodzeniem zostać wykorzystane także w planowanych przypadkach. Do zmniejszania zapotrzebowania szczytowego wykorzystano maksymalny potencjał zgromadzonej mocy redukcyjnej, tj. 612 MW. Otrzymane krzywe przedstawiono na rysunku 3.

Na podstawie zmian jakie zaszły w obciążeniu, można stwierdzić, że wykorzystanie potencjału DSR może pozytywnie wpłynąć na kontrolowanie zmian jakie zaszły w zapotrzebowaniu na moc w wyniku lockdownu w mało elastycznych systemach elektroenergetycznych. W przypadku ścinania szczytów w ramach DSR, średnie wartości gradientów w godzinach 17 - 20 w 2020 zmieniły się z ok. 600 MW/h na ok. 400 MW/h. Jest to zmianą korzystną i pożądaną.

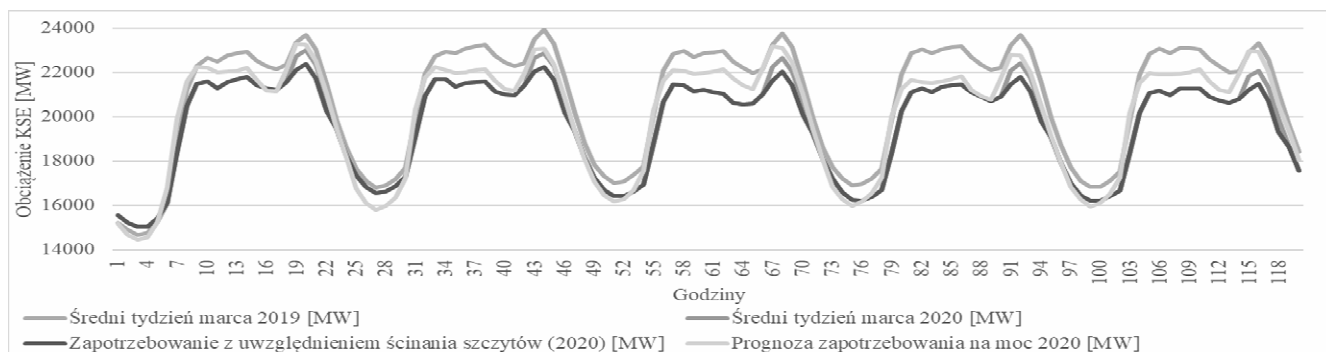
4. WNIOSKI KOŃCOWE

Pandemia COVID-19 wpłynęła na funkcjonowanie wielu dziedzin, takich jak handel, usługi oraz przemysł. Przyczyniło się to do zmian w kształtowaniu się zapotrzebowania na moc. Nagłe ograniczenie wielu dziedzin życia społecznego spowodowało niepewność co do wielkości popytu moc. Dynamicznie zmieniająca się sytuacja doprowadziła do zmniejszenia obciążeń szczytowych oraz zwiększenia błędu prognozy. Inna jest też dynamika narastania obciążenia w okresie szczytu popołudniowego. W roku 2020 obciążenie narastało gwałtowniej przy jednoczesnym obniżeniu obciążenia systemu. Niepewne prognozy oraz gwałtowność zmian stworzyły trudną sytuację dla polskiego systemu elektroenergetycznego. W celu jej poprawy można wykorzystać dostępne już narzędzie, jakim jest usługa DSR. Planowe wykorzystanie DSR pozwoliłoby na zmniejszenie

gradientów średnio o ok. 200 MW/h. Kontrolowanie sposobu zachodzenia zmian byłoby zaletą tego rozwiązania, gdyż obciążenia i gradienty stałyby się łatwiejsze do oszacowania i pokrycia. Ponadto zmniejszyłyby się wahania i gwałtowność narastania popytu. Byłoby to korzystne dla pracy polskiego systemu elektroenergetycznego w trudnej do przewidzenia sytuacji związanej z pandemią. Należy pamiętać, że wyłączenie odbiorów lub wymuszanie ograniczania popytu nie jest najlepszym rozwiązaniem problemu małej elastyczności KSE. Obecnie powinno poszukiwać się i wdrażać inne rozwiązania, które wpłynęłyby na poprawę elastyczności, np. zwiększenie ilości bardziej elastycznych źródeł wytwórczych, takich jak nowoczesne bloki gazowe [7], [11].

5. BIBLIOGRAFIA

1. Strona internetowa U.S. Energy Information Administration (EIA) -<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43855> [dostęp 30.10.2021]
2. Elavarasan R., i in. COVID-19: Impact analysis and recommendations for power sector operation, Appl. Energy, 2020, vol. 279
3. Ernst D. i in.: The impact of different COVID-19 containment measures on electricity consumption in Europe, Energy Research & Social Science, 2020, vol.68
4. Polski mikro, mały i średni biznes w obliczu pandemii COVID-19. (2020). Poznań: PwC.
5. Strona internetowa Rządu RP dot. koronawirusa - <https://www.gov.pl/web/koronawirus> [dostęp 22.09.2021]
6. Strona internetowa IMGW: <https://klimat.imgw.pl/pl/biuletyn-monitoring> [dostęp 10.09.2021]
7. Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych - <https://www.pse.pl/> [dostęp 12.10.2020]
8. Podsumowanie lockdownu w Polsce, raport, Związek Przedsiębiorców i Pracodawców, Warszawa, 2021
9. Bielecki, S. i.in.: Impact of the Lockdown during the COVID-19 Pandemic on Electricity Use by Residential Users. Energies 2021, 14
10. Malec, M. i in.: The Impact of COVID-19 on Electricity Demand Profiles: A Case Study of Selected Business Clients in Poland. Energies 2021, 14
11. Bronk L.: Flexibility of the national power system. Diagnosis, potential, solutions, raport, Forum Energii, 2019



Rys. 3. Zapotrzebowanie z uwzględnieniem realizacji ścinania szczytów na tle obciążenia średniego tygodnia marca w roku 2019 i 2020 oraz prognozy zapotrzebowania na rok 2020

EFFECT OF THE COVID-19 PANDEMIC ON THE LOAD OF THE POLISH POWER SYSTEM AND THE POTENTIAL OF USING THE DSR METHOD

The article presents the impact of first lockdown on the Polish Power System loads. A comparative analysis of two analogous periods lasting from March to May 2017 - 2019 and 2020 was carried out. The values characterizing individual weeks of the analyzed period were compared. In 2020, a decrease in peaks was observed. The changes in power demand are also shown by the gradient of load increasing during the afternoon peak. In 2020, changes are more rapid. The article also proposes the use of the DSR method (peak clipping) to reduce the load gradient in the afternoon peak.

Keywords: COVID-19, lockdown, DSR, KSE.

ANALIZA ODDZIAŁYWAŃ INDUKCYJNYCH POŁA MAGNETYCZNEGO NA EKRANY TORÓW WIELKOPRĄDOWYCH W UKŁADZIE PŁASKIM

Piotr LEŚNIAK

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 25 08 e-mail: piotr.lesniak@pg.edu.pl

Streszczenie: W artykule dokonano graficznej interpretacji pola magnetycznego w żyłach powrotnych wybranego kablowego toru prądowego, przy wykorzystaniu oprogramowania komercyjnego *Ansoft Maxwell*. W aspekcie omawianej problematyki, wyznaczenie rozkładu pola magnetycznego w modelu odwzorowującym przekrój *prostokątny toru prądowego - w skrócie „PTP”*, warunkuje prawidłowy opis skorelowanych z nim zjawisk wtórnych. Zaliczamy do nich m.in. naprężenia cieplne lub mechaniczne, przyspieszające proces starzenia, powodujący powstawanie strat w przesyłce energii elektrycznej lub uszkodzenia kabli elektroenergetycznych. W artykule odzwierciedlono ważne aspekty poruszanej problematyki w sposób poglądowy, tzn. na przykładzie obliczeniowym. Z uwagi na obszerność poruszanego zagadnienia, na tym etapie pominięto jego analityczny aspekt.

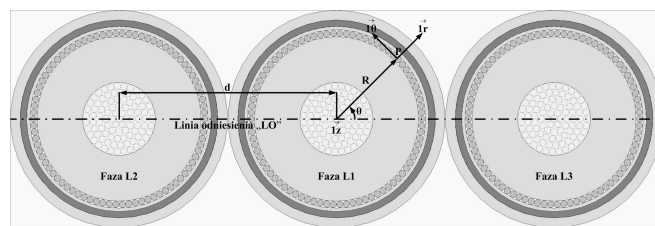
Słowa kluczowe: model, pole, tor prądowy.

1. WSTĘP

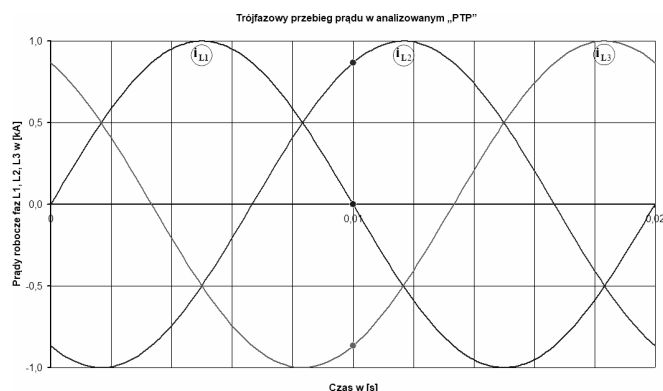
W ostatnich latach z uwagi na rozwój techniki obliczeniowej obserwuje się intensyfikację badań związanych z projektowaniem „toru prądowego” o dużej przepustowości [8], [9]. Jest to również podyktowane względami ekonomicznymi, w dobie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, a także zawiązanymi się możliwościami budowy infrastruktury do jej przesyłu. W zasadzie, zamierzeniem konstruktorów jest ograniczenie „tłumienności” torów wieloprądowych przez zmniejszenie strat spowodowanych wydzielaniem się ciepła w ich elementach przewodzących (szczególnie strat powstających w ekranach powrotnych kabli). Projektowanie i konstruowanie torów wieloprądowych o dużej przepustowości pociąga za sobą konieczność dokonywania dużo bardziej precyzyjnego opisu m.in. zjawisk elektromagnetycznych (EM) w nich zachodzących. Jest to również niezbędne z punktu widzenia optymalizacji ich parametrów konstrukcyjnych do zmiennych warunków pracy. Należy więc w pierwszym rzędzie zbadać na drodze analizy pole EM, oddziaływujące na ekran lub żyłę powrotną rozpatrywanego kabla. W celu określenia parametrów elektromagnetycznych takich układów, autorzy zajmujący się tą tematyką przyjmują szereg założeń upraszczających np. [5] - [7]. W wielu opracowaniach np. [1] - [4] zwrócono również uwagę na procesy towarzyszące przepływowi prądu w żyłach roboczych kabli, mające duży wpływ na powstawanie strat w przesyłce energii elektrycznej. Są to m.in.: efekt zbliżenia, zjawisko naskórkowości oraz powstawanie naprężeń mechanicznych i wzrostu temperatury, związanych z obecnością zmiennego pola EM.

Jak nadmieniono, celem niniejszego artykułu jest analiza rozkładu pola magnetycznego w modelu toru prądowego, stanowiącego „płaską konfigurację” trzech kabli przylegających do siebie.

2. MODELOWANIE POŁA MAGNETYCZNEGO W ŻYŁACH POWROTNYCH KABLI UŁOŻONYCH PŁASKIEJ KONFIGURACJI



Rys. 1. Przekrój poprzeczny PTP, d - odległość między żyłami roboczymi kabli, θ , r , z - współrzędne punktu P, leżącego w obszarze żyły powrotnej - rysunek poglądowy.

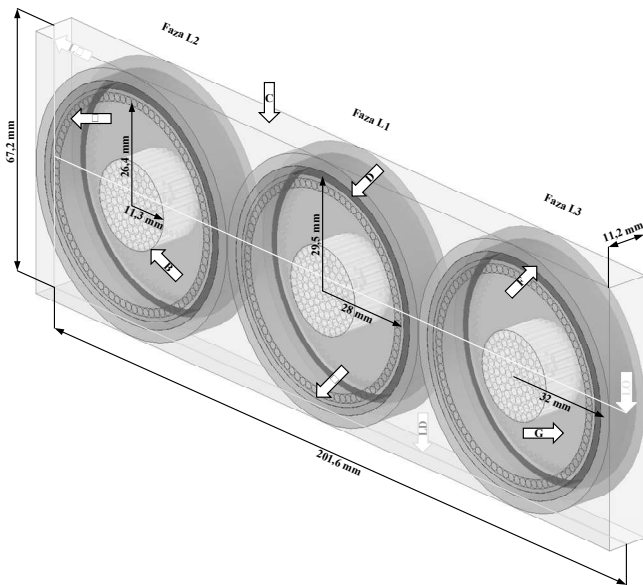


Rys. 2. Analizowany w obliczeniach, przebieg prądu płynącego w żyłach roboczych rozpatrywanego PTP (uwidoczniono punkty analizy dla $t = 0,01$ s)

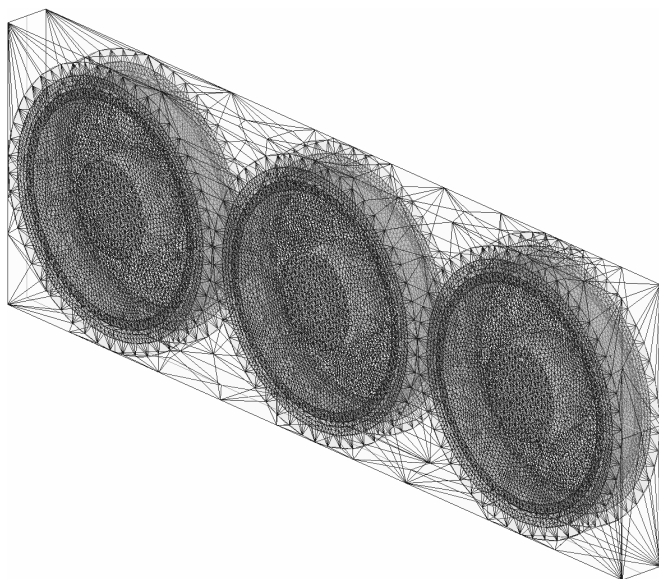
Średnia długość elementu siatki MES dla wszystkich jej części zagnieżdżonych w poszczególnych warstwach kabli, wynosi 0,95 mm.

Poniżej zamieszczono graficzne zestawienie obliczeń numerycznych wypadkowego pola magnetycznego w analizowanym układzie PTP - zrealizowanych z należytą dokładnością (uzyskano mały uchyb iteracji w MES). Umożliwiło to zlokalizować obecność występowania wymienionych wcześniej zjawisk współtowarzyszących przy założonym wymuszeniu prądowym (rys. 2) w żyłach

roboczych kabli. Zamieszczone rysunki przedstawiono w postaci rozkładów różnych wielkości fizycznych pola magnetycznego.



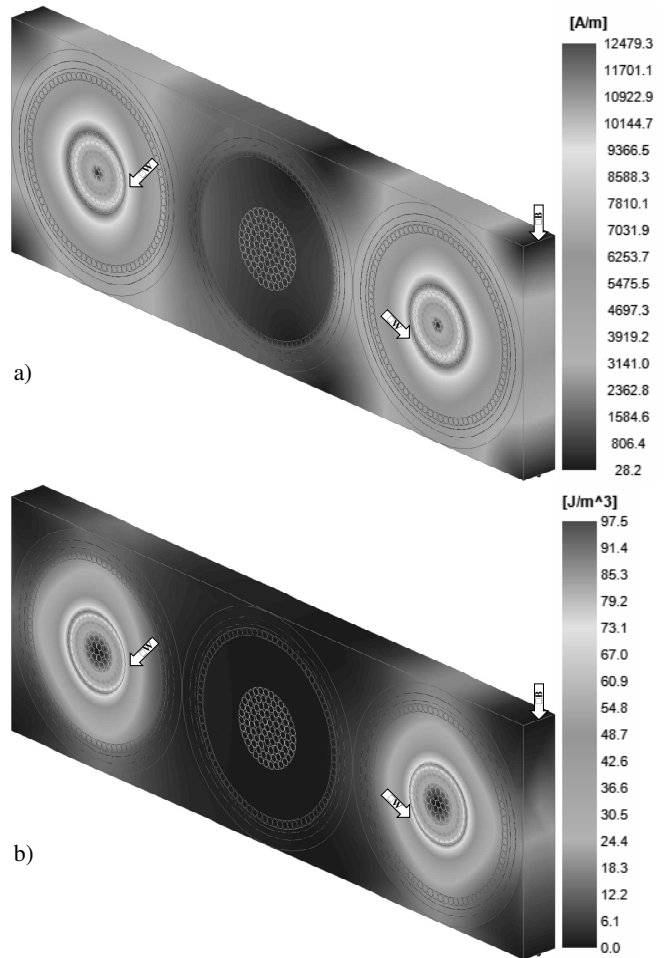
Rys. 3a. Wycinek toru płaskiego układu kabli (PTP): A - żyła powrotna kabla (ekran), B - żyła robocza, C - wycinek PTP, D - powłoka ołowiana (ekran), E - taśma izolacyjno-separacyjna, F - powłoka zewnętrzna, G - izolacja z polietylenu usieciowanego, LO - linia odniesienia biegnąca środkiem długości przekroju poprzecznego PTP, LD - linia poprowadzona środkiem dłuższej krawędzi PTP, LS - linia poprowadzona środkiem krótszej krawędzi PTP



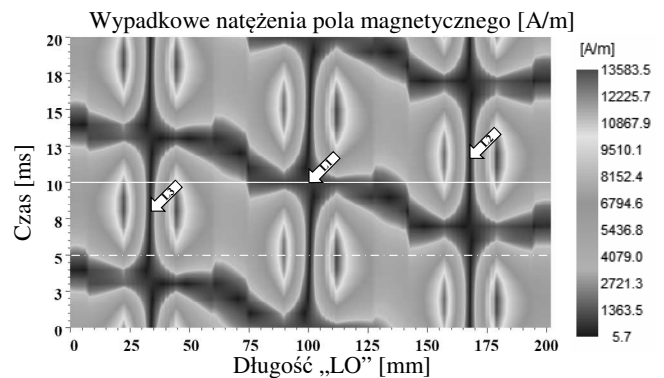
Rys. 3b. Siatka MES w obszarze PTP, zadana do obliczeń numerycznych dla $t = 0,01$ s

Strzałkami wskazano obecność istniejących - wymienionych na wstępie zjawisk - związanych z przepływem ładunku elektrycznego w żyłach roboczych L_1, L_2, L_3 :

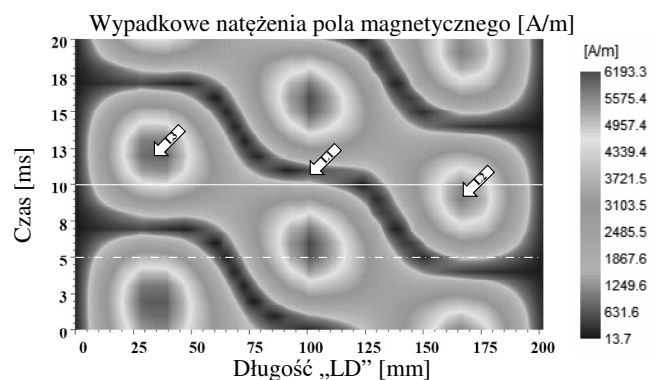
- wypierania „ZW” zaobserwowane podczas analizy pola magnetycznego i energii w obszarze PTP,
- efekt brzegowy „EB” widoczny na granicy zmiany rozpatrywanych środowisk.



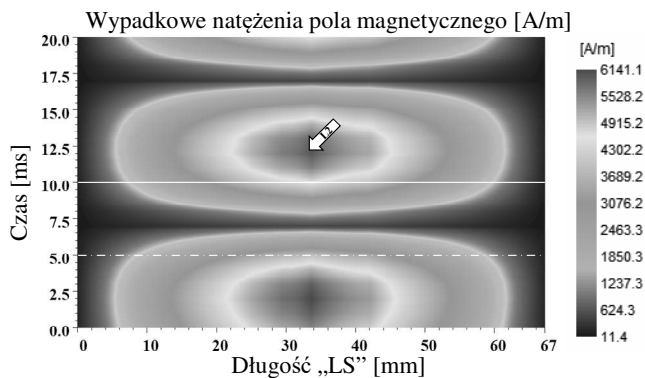
Rys. 4. Rozkład a) wypadkowego pola magnetycznego i b) całkowitej energii zgromadzonej w analizowanym obszarze (wycinek PTP) dla chwili czasu $t = 0,01$ s



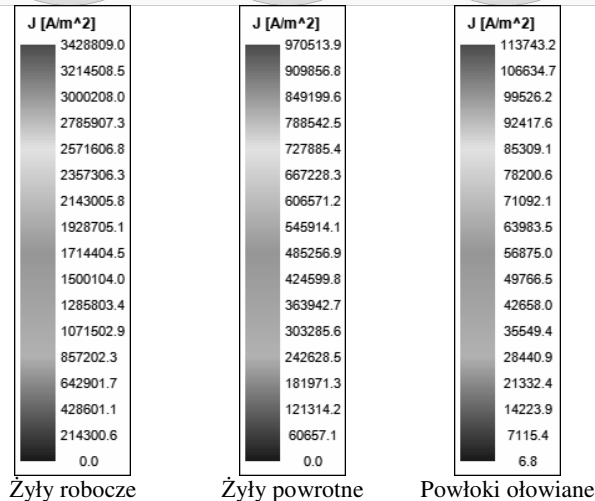
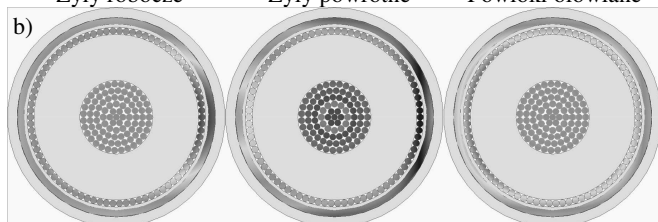
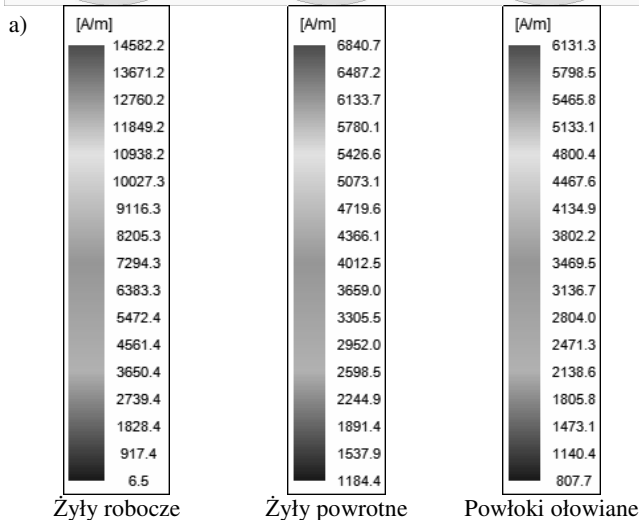
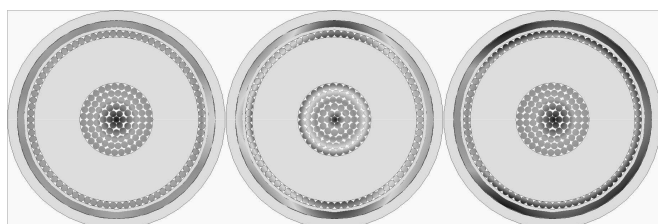
Rys. 5a. Rozkład pola magnetycznego wzdłuż „LO”



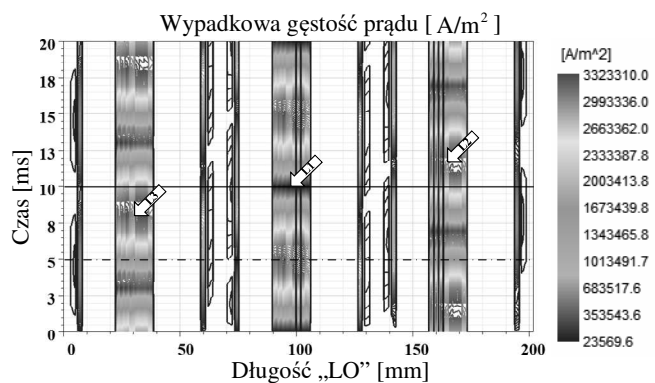
Rys. 5b. Rozkład pola magnetycznego wzdłuż „LD”



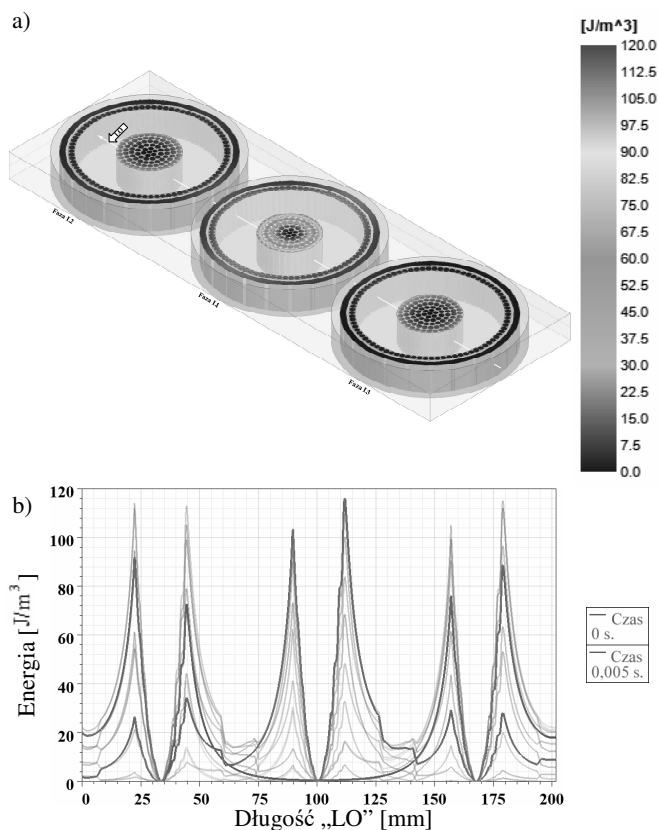
Rys. 5c. Rozkład pola magnetycznego wzdłuż „LS”



Rys. 6. Rozkład a) wypadkowego pola magnetycznego, b) gęstości prądu w elementach przewodzących kabli dla analizowanego obszaru (wycinek PTP - elementy przewodzące), w chwili czasu $t = 0,005$ s



Rys. 7. Gęstość prądu wzdłuż „LO” skojarzona z elementami przewodzącymi kabli dla jego pełnego okresu przebiegu



Rys. 8. Rozkład energii zgromadzonej wzdłuż linii „LO” skojarzonej ze wszystkimi elementami przewodzącymi kabli: a) dla chwili $t = 0,005$ s, b) dla pełnego okresu przebiegu, z wyróżnieniem dwóch chwil czasu

3. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule przedstawiono i zobrazowano istotne z punktu widzenia omawianego zagadnienia, cechy pola magnetycznego powstającego w układzie PTP (zjawisko naskórkowości i wypierania prądu oraz wyraźnie „efekty brzegowe”). Na przedstawionych rysunkach widać miejsca o podwyższonej gęstości prądu, co jednoznacznie determinuje występowanie w nich obecność ww. zjawisk, w tym najbardziej niepożądanego - wzrostu temperatury izolacji. Ogólnie rzecz biorąc, za pomocą przedstawionych symulacji zrealizowanych na modelu układu PTP, można precyzyjnie odnieść się do istniejących „subtelności” pola w ogólności EM, które następnie w oparciu o wybrany algorytm optymalizacyjny, mogą zostać wykorzystane zarówno na etapie projektu, jak również technologicznym w procesie produkcyjnym konkretnego toru prądowego. Zatem

praktyczne wykorzystanie rozszerzonej tematycznie i rozbudowanej analizy, wydaje się być w pełni uzasadnione od strony technicznej, szczególnie w przemyśle.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Kolbiński K.: Kable elektroenergetyczne, PWT 1957.
2. Kącki E.: Równania różniczkowe cząstkowe w zastosowaniach fizyki i techniki, WNT, Warszawa 1989.
3. Neher J. H., McGrath M. H.: The Calculation of the Temperature rise and Load Capability of Cable Systems, AIEE Trans., vol. 76, no. III, pp. 752 - 772, 1957.
4. Robinson D. M.: Dielectric phenomenon in high voltage cables. London: Chapman and Hall, 1936.
5. Niedbała R., Kucharski D., Wesołowski M.: Skutki energetyczne ekranowania pola magnetycznego, Przegląd Elektrotechniczny nr 7/2008. Sigma NOT. Warszawa 2008.
6. Bednarek K., Nawrowski R.: Zastosowanie metod przybliżonych do obliczania wybranych wielkości elektrodynamicznych torów wieloprądowych. Konferencja naukowo - techniczna. Zastosowanie komputerów w elektrotechnice, Poznań - Kiekrz, kwiecień 1996, 253 - 256.
7. Czapp, S., Dobrzyński, K., Klucznik, J., Lubośny, Z.: Analiza napięć indukowanych i strat mocy w kablach elektroenergetycznych wysokiego napięcia dla wybranych sposobów uziemienia żył powrotnych, XVIII Konferencja Naukowa 2017, Aktualne problemy w elektroenergetyce, 352 - 358.
8. Rakowska A.: Rozwój linii kablowych wysokich i najwyższych napięć, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 1/2014.
9. Grobicki J.: Polski przemysł kablowy, Stowarzyszenie Producentów Kabli i Osprzętu Elektrycznego, Bydgoszcz 2007 r.

ANALYSIS OF THE INDUCTION OF THE MAGNETIC FIELD ON THE SCREENS OF LARGE CURRENT TRACKS IN THE FLAT ARRANGEMENT

The paper deals with effects of three phase current flow in screened high-current tracks. The problems related to the analysis of separate phase magnetic field and its influence on the screening elements of the configuration have been considered. Special attention has been paid to the modeling of magnetic field in the screens of flat configuration. The results of quantitative field analysis have been presented and the graphical interpretation of these results has been performed. Some more significant observations have been specified.

Keywords: field, current path, model.

KONCEPCJA ZBOCZNIKOWANIA DŁAWIKIEM PRZESUWNIKA FAZOWEGO NA GRANICY POLSKO-NIEMIECKIEJ

Krzysztof SZUBERT

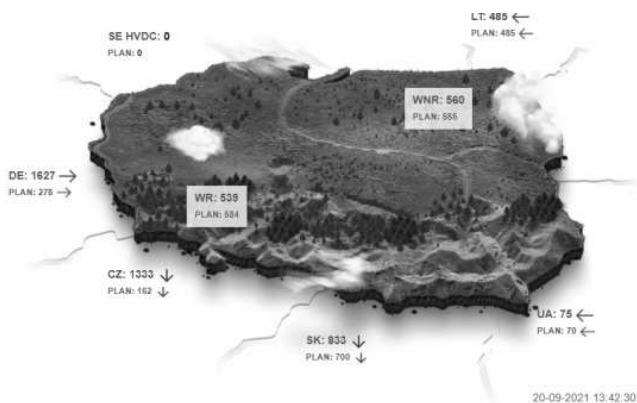
Politechnika Poznańska; Instytut Elektroenergetyki
tel.: 48 61 665 2282 e-mail: Krzysztof.szubert@put.poznan.pl

Streszczenie: W artykule przeanalizowano wpływ sterowników FACTS (PST oraz IPC) na pracę połączenia transgranicznego Polska-Niemcy. Stwierdzono, że przesuwnik fazowy PST spełnia podstawowe wymagania i tylko w niewielkim stopniu wpływa na automatykę zabezpieczeniową. Jego rozbudowa do układu międzyfazowego sterownika mocy IPC umożliwiłaby dodatkowo odcięcie się od zakłóceń pochodzących z niemieckiego systemu, jednakże wymagałaby istotnych zmian w automatyce zabezpieczeniowej.

Słowa kluczowe: FACTS, PST, IPC, sterowanie przepływem mocy, zakłócenia.

1. WPROWADZENIE

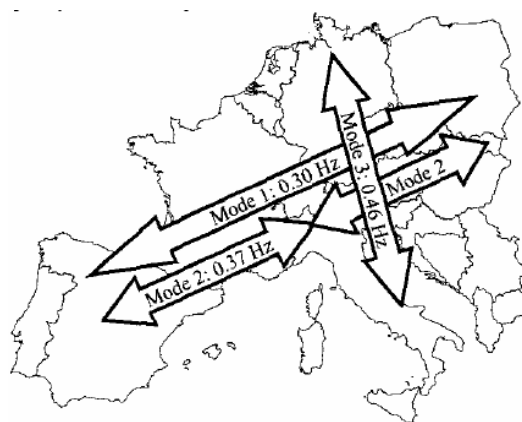
W związku z tym, że w systemie niemieckim występuje znaczący udział elektrowni wiatrowych, następuje nieplanowany przesył energii polską siecią wzdłuż zachodniej granicy z Niemiec głównie do Czech (rys. 1).



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

Dopóki nie występowało przeciążenie linii przesyłowych, a wahania mocy nie zagrażały naszemu systemowi, strona polska pobierała korzystne dla gospodarki opłaty za transfer energii. Jednakże zbyt duże obciążenia sieci spowodowały, że w stacjach Mikułowa i Krajnik, na granicy Polski-Niemieckiej wprowadzono przesuwniki fazowe dzięki którym można ograniczyć niepożądane przepływy prądu [2]. Na rysunku 1 pokazano różnicę między planowaną, a rzeczywistą wymianą energii na linii Niemcy-Polska-Czechy, która wynika z braku szybkiej regulacji przepływającej mocy dostosowanej do planów. Zastosowane układy przesuwników utrzymują jednak założone zdolności przesyłowe, co ułatwia utrzymanie stabilności w niemieckim systemie i brak przeciążeń w polskich liniach.

Po awarii w japońskiej elektrowni atomowej w Fukushima, w niemieckim systemie wyłączono elektrownie atomowe. Dodatkowo w celu zmniejszenia efektu cieplarnianego Niemcy wiodą prymat we wprowadzaniu „zielonej energii” i powoli odchodzą od węgla. Dla zainstalowanej mocy źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych ilość dostarczanej przez nie energii istotnie zależy od zazwyczaj zmiennych warunków pogodowych. Wpływa to na kłopoty ze sterownością systemu elektroenergetycznego ze znaczną liczbą źródeł odnawialnych. Do jego ustabilizowania wykorzystywane są po części systemy krajów ościennych, co powoduje, że z systemu niemieckiego rozchodzą się zakłócenia na Europę (rys. 2).



Rys. 2. Oscylacje mocy występujące w Europie [3]

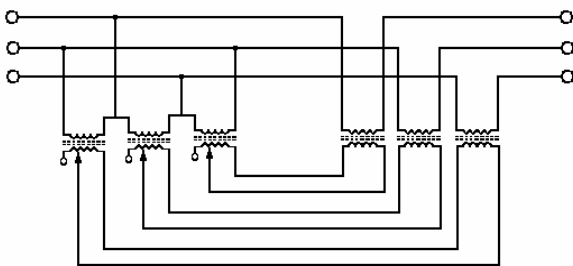
Ponieważ maksymalny kąt rozchyłu napięć w polskim systemie jest poniżej 30° , oscylacje te (rzędu 5°) nie stanowią zagrożenia dla stabilności naszego systemu (kąt delta $30 \pm 5^{\circ}$, a granica stabilności wynosi 90°). Ich występowanie generuje straty przesyłowe (a zatem dodatkowe koszty), równocześnie przyczyniając się do wzrostu temperatury przewodów i ograniczenia ich prądowej zdolności przesyłowej.

Analogiczny problem występował na granicy Amerykańsko – Kanadyjskiej; gdzie pierwotnie zastosowano sterownik PST, który wymagał nadążnych układów regulacji. Z drugiej strony dla tego rozwiązania zaobserwowano wystąpienie samoregulacji przesyłanej mocy po zbrocznikowaniu sterownika PST dławikiem – tak powstał międzyfazowy sterownik mocy (ang. Interphase Power Controller – IPC) [4]. Rozwiązanie to wydaje się docelowo bardzo dobrym dla Polski, jednakże

wymagającym dodatkowych modyfikacji wskutek występowania zasadniczych różnic w połączeniach między opisywanymi systemami. W przypadku Polski krótki odcinek linii transgranicznej i gęste powiązania sieci po obu jej końcach spowodują, że należy spodziewać się perturbacji w pracy zabezpieczeń.

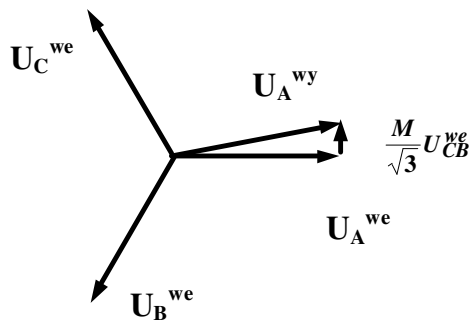
2. WŁAŚCIWOŚCI PRZESUWNIKA FAZOWEGO

Przesuwniki fazowe małej mocy są często budowane jako zatrzymane silniki pierścieniowe. W energetyce siły mechaniczne, które by wówczas występowały powodowałyby uszkodzenia mechaniczne takiego PST. W celu ich ograniczenia wykorzystuje się pokazany na rysunku 3 układ dwóch transformatorów, pierwszy podłączony jest standardowo w trójkąt, drugi pracuje w układzie szeregowym przy zasilaniu napięciem międzyfazowym faz „obcych” (U_A z U_{BC}).



Rys. 3. Ideowy schemat obwodów głównych sterownika PST

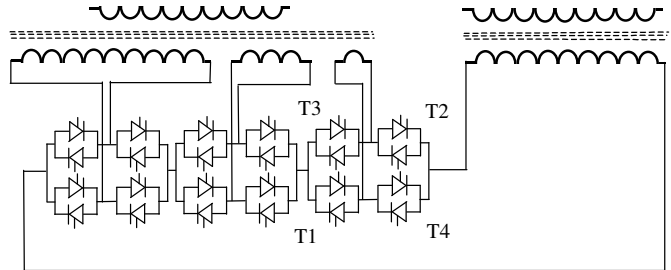
Ponieważ w układzie 3 fazowym napięcie międzyfazowe faz „obcych” jest przesunięte względem napięcia odniesienia o kąt 90° , powstaje trójkąt prostokątny, a suma rozpatrywanych napięć wprowadza napięcie przesunięte o nieco większej amplitudzie (rys. 4).



Rys. 4. Kształtowanie napięć przez przesuwnik fazowy

Transformator równoległy do pracy w układzie sterownika PST dobiera się najczęściej z trzema uzwojeniami wtórnymi. Najlepszy ich podział w stosunku 1:3:9, pozwala uzyskać ± 13 kolejnych jednostkowych stopni regulacji. Gdy przesunięcie fazowe jest mniejsze od 15° , powodowany przez nie wzrost napięcia jest niższy od 3,5%, dzięki czemu zazwyczaj nie jest wymagana korekta modułu napięcia. W przeciwnym wypadku wprowadza się dodatkowy autotransformator o przekładni zbliżonej do jedności uzyskując sterownik VRPST zarówno do regulacji przepływu mocy biernej jak i czynnej. Obie regulacje nie są płynne, lecz wielostopniowe. Załączenie poszczególnych stopni strony wtórnej transformatora równoległego odbywa się poprzez mostki tyrystorowe (rys. 5), w których łączniki

energoelektroniczne pracują przy pełnym wysterowaniu. Dzięki takiemu rozwiązaniu w napięciu nie generują się wyższe harmoniczne i występuje ograniczenie strat przełączeniowych. Każde uzwojenie może być wyłączone (rys.5 T3 i T2 załączone, T1 i T4 wyłączone) lub załączone w stronę dodatnich (T1 i T2 załączone, T3 i T4 wyłączone) albo ujemnych (T3 i T4 załączone T1 i T2 wyłączone) wartości.

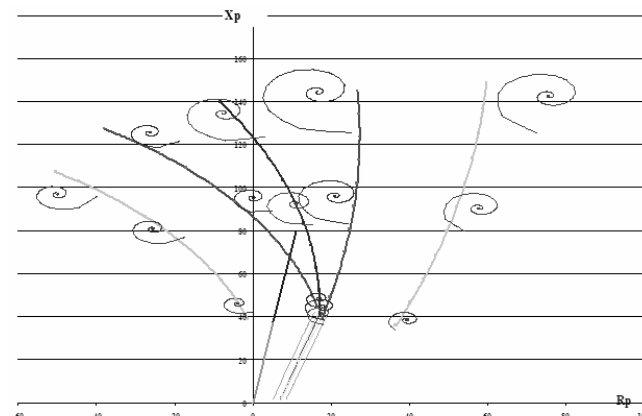


Rys 5. Schemat jednofazowy tyrystorowego przełącznika zaczeptów sterownika TCPST

Biorąc pod uwagę występowanie kąta rozchyłu wektorów napięć w polskim systemie poniżej 30° oraz możliwość jego regulacji przez PST od 10° do, to takie rozwiązanie techniczne dla energetyki jest co najmniej wystarczające. Z drugiej strony w tym układzie ma miejsce brak płynności w regulacji (wielostopniowość), co ogranicza jego zastosowanie do skutecznego tłumienia kołysania mocy.

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

Przykładową modyfikację pomiaru impedancji przez te zabezpieczenia na skutek zainstalowania PST (poprzez wprowadzenie napięcia dodatkowego) pokazano na rysunku 6.

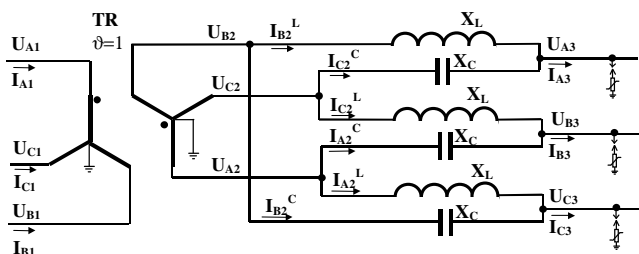


Rys. 6. Impedancje pomierzone przez zabezpieczenie odległościowe uzyskane na podstawie zaimplementowanych w urządzeniu wzorów analitycznych, oraz pomierzone na stacji w trakcie symulacji [5]

W pierwszej i drugiej strefie działania zabezpieczenia wartość zafalszowania pomiaru impedancji jest w zasadzie nieistotna (nie wymaga zmiany charakterystyki rozruchowej zabezpieczenia). W trzeciej strefie widać wyraźną różnicę głównie w wartościach rezystancji. Zwiększając nastawę zabezpieczenia tejże strefy w zakresie rezystancji i nieznacznie reaktancji zapewnia się prawidłową pracę zabezpieczenia – nie wymaga się stosowania innych zestawów zabezpieczeń niż te, które stosowano przed montażem PST.

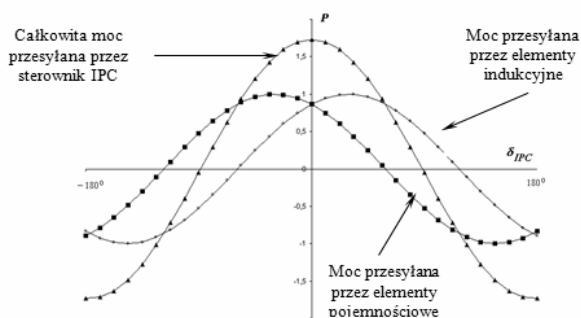
3. WŁAŚCIWOŚCI MIĘDZYFAZOWEGO STEROWNIKA MOCY

Międzyfazowy sterownik mocy przesyła do danego miejsca w sieci energię przez dwa elementy reaktancyjne zasilane z punktów o różnych przesunięciach fazowych względem siebie i względem punktu docelowego. Najprostsze rozwiązanie takiego układu zbudowane z transformatora Yy6 oraz kondensatorów i dławików przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Obwód główny najprostszego sterownika IPC

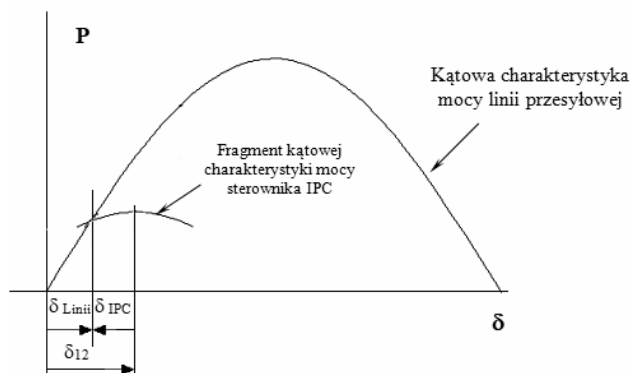
Dzięki takiemu połączeniu, chociaż moc czynna przesyłana przez poszczególne reaktancje jest funkcją sinusa kąta rozchylenia wektorów napięć, wypadkowa moc czynna przesyłana jest funkcją cosinusa tego kąta (rys. 8).



Rys. 8. Kątowa charakterystyka mocy sterownika IPC [6]

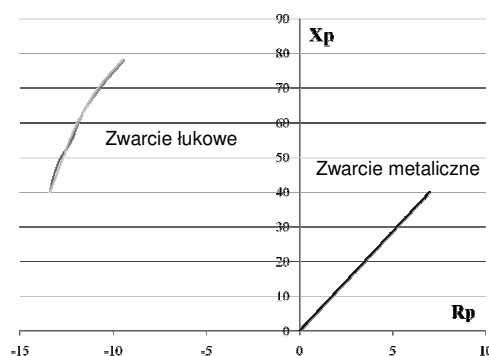
Ustawiając na PST kąt około 60° i bocznikując sterownik reaktancją indukcyjną podłączoną do fazy przesuniętej o 120° , otrzymuje się podobny rozkład napięć i prądów dysponując równocześnie możliwością regulacji mocy maksymalnej przesyłanej przez sterownik.

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



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

Opisywany sterownik w czasie zwarcia zachowuje się jak źródło prądowe [7]. Zatem prąd zwarcioowy płynący od sterownika jest wielokrotnie mniejszy niż dopływający do miejsca zwarcia z przeciwległego końca linii. Jeśli zwarcie ma charakter rezystancyjny to właśnie ten drugi prąd spowoduje powstanie spadku napięcia na rezystancji w miejscu zwarcia. Dodatkowo prądy te są przesunięte względem siebie o około 90° , co w konsekwencji spowoduje duży błąd pomiaru impedancji przez zabezpieczenie odległościowe (rys. 10).



Rys. 10. Impedancje zwarcioowe zmierzone przez zabezpieczenie odległościowe w linii bezpośrednio za IPC

W efekcie pomiar impedancji przesuwają się w miejsce niedostępne dla pierwszej strefy zabezpieczenia odległościowego. Zastosowanie tego zabezpieczenia na linii w pobliżu IPC nie ma sensu (po wyłączeniu drugiego końca linii pomiar odzwierciedla wartości rzeczywiste, ale wzrasta czas przerwy bezprądowej, co zwiększa zagrożenie utraty stabilności na jakże ważnej linii). W związku z tym należałoby zastosować podwojenie ciągów automatyki zabezpieczeniowej (przekładniki, zabezpieczenie różnicowe wzdłużne, wyłącznik, odłącznik) w tym miejscu.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Zastosowane na granicy Polsko-Niemieckiej przesuwniki fazowe zapewniają możliwość ograniczenia niepożądanego transferu energii z Niemiec przez Polskę do Czech. W efekcie zapobiegają przeciążeniu sieci przesyłowej na zachodnich granicach Polski. Nie wymagają również przebudowy sieci ze względu na automatykę zabezpieczeniową. Nie umożliwiają jednak kompensacji kołysania mocy. Rozbudowa PST do IPC umożliwiłaby

tłumienie kołysania mocy, a nawet ograniczenie wszelkich zakłóceń pochodzących od strony systemu niemieckiego. Wiązałyby się to jednak nie tylko z przebudową stacji z FACTS ale również ze zmianami w układach zabezpieczeń.

5. BIBLIOGRAFIA

1. <https://www.pse.pl/dane-systemowe> (z dn. 20.09.2021).
2. <https://www.pb.pl/me-infrastruktura-przesylu-energii-niemloda-ale-system-jest-bezpieczny-866920> (z dn. 20.09.2021).
3. Handschin E., Schnurr N., Wellsow W. H.: Damping potential of FACTS devices in the European power system, Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, Vol. 4, 13-17 July 2003, pp. 2355 – 2360.
4. Habasi K., Lambard J., Mourad S., Pelletier P., Morin G., Beauergard F., Brochu J.: The Design of a 200 MW Interphase Power Controller Prototype. IEEE Transactions PWRD, Vol.9, No 2, April 1994, pp 1041-1048.
5. Szubert K.: Influence of phase shift transformer on distance protection's operation. Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 89 NR 7/2013, pp 177-181.
6. Szubert K.: Regulacyjne właściwości międzyfazowego sterownika mocy, Automatyka Elektroenergetyczna nr 1/2007, str. 4-7.
7. Szubert K.: Jak międzyfazowy sterownik mocy ogranicza prądy zwarciove, Automatyka Elektroenergetyczna nr 2/2007, str. 12-20.

THE CONCEPT OF SHIFTING WITH THE INDUCTION COIL OF THE PHASE SHIFT TRANSMITTER AT THE POLISH-GERMAN BORDER

Unplanned energy flow from Germany via Poland to the Czech Republic caused overheating of transmission lines in the west of our country. In order to prevent the necessity to switch off these lines, phase shift transformers (PST) were placed on the border. However, the German system is highly saturated with wind electricity and therefore difficult to steer, which makes it a source of interference for neighbouring countries. The article analyses the impact of flexible AC transmission system (FACTS) drivers on the operation of the Poland-Germany cross-border electrical connection. It was found that the PST meets the basic requirements and has only a slight influence on the protection automatics. Expanding it to the interphase power controller (IPC) would additionally cut off the interference from the German system, however, it would require profound changes in the protection automatics.

Keywords: FACTS, PST, IPC, power flow control, disturbance.