

Problem identyfikacji przyczyn awarii transformatorów sieciowych SN w instalacjach fotowoltaicznych – aspekty diagnostyczne

Problem identyfikacji przyczyn awarii transformatorów sieciowych SN w instalacjach fotowoltaicznych – aspekty diagnostyczne

Paweł Molenda – Energo-Complex
Mariusz Talaga – Spie Energotest

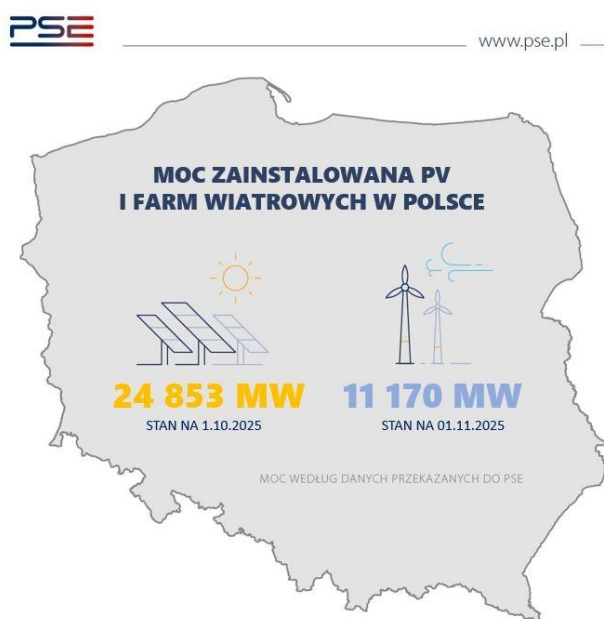
Streszczenie

Referat przedstawia problem niewyjaśnionych przyczyn uszkodzeń transformatorów stosowanych na farmach PV. Zauważono, że jest to szerszy problem co najmniej na skalę europejską. Zwrócono uwagę na warunki pracy takich transformatorów. Podjęto próbę analizy przyczyn awaryjności tych transformatorów, oraz pokazano przykład monitorowania permanentnego transformatora z wykorzystaniem urządzenia PMU.

1. Wstęp

W ostatnich latach sektor energetyczny w Europie, w tym w Polska, przechodzi dynamiczną transformację wynikającą z polityki klimatycznej oraz działań podejmowanych przez Komisję Europejską w ramach strategii dekarbonizacji. Szczególną rolę odgrywa rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), w tym farm fotowoltaicznych oraz wiatrowych [5].

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, w ostatnich latach nastąpił gwałtowny wzrost mocy zainstalowanej w źródłach OZE (Rysunek 1.). Jeszcze kilka lat temu udział instalacji fotowoltaicznych w krajowym systemie elektroenergetycznym był marginalny, natomiast obecnie stanowi jeden z najszybciej rozwijających się segmentów generacji [5]. Moc zainstalowana w PV w Polsce przekroczyła kilkanaście gigawatów, a trend wzrostowy utrzymuje się z roku na rok.



Rys. 1. Moc OZE zainstalowana w Polsce 2025.

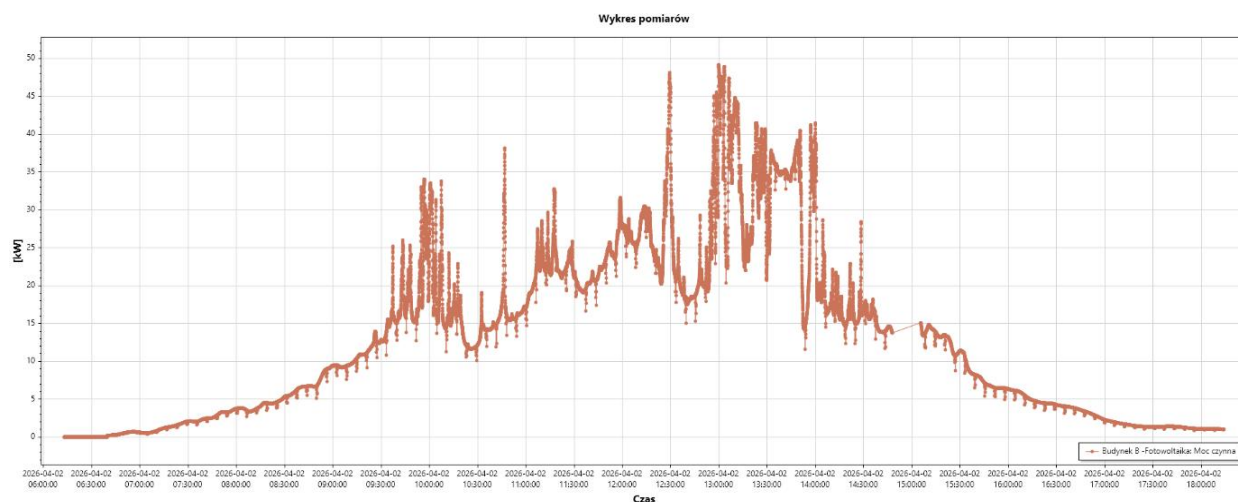
Dynamiczny rozwój nowych źródeł wytwórczych, szczególnie rozproszonych instalacji PV oraz farm wiatrowych, wiąże się z koniecznością budowy nowych stacji elektroenergetycznych oraz instalacji transformatorów średniego napięcia (SN). Wraz ze wzrostem liczby instalacji obserwuje się jednak niepokojące zjawisko – rosnącą liczbę awarii transformatorów pracujących na obiektach OZE [6], [7].

Uszkodzeniom ulegają zarówno transformatory olejowe, jak i jednostki suche wykonane w technologii żywicznej. Co istotne, charakter tych uszkodzeń oraz częstotliwość ich występowania różnią się od typowych przypadków obserwowanych w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) [6].

2. Warunki pracy transformatorów w instalacjach OZE

Należy podkreślić, że transformatorów pracujących na farmach PV i wiatrowych nie można traktować analogicznie jak klasycznych transformatorów sieciowych SN. Warunki ich pracy są odmienne i często bardziej wymagające, co wynika m.in. z:

- dużej zmienności generacji (Rysunek 2.),
- pracy z przekształtnikami energoelektronicznymi,
- obecności wyższych harmonicznych,
- częstych stanów przejściowych [4], [6].

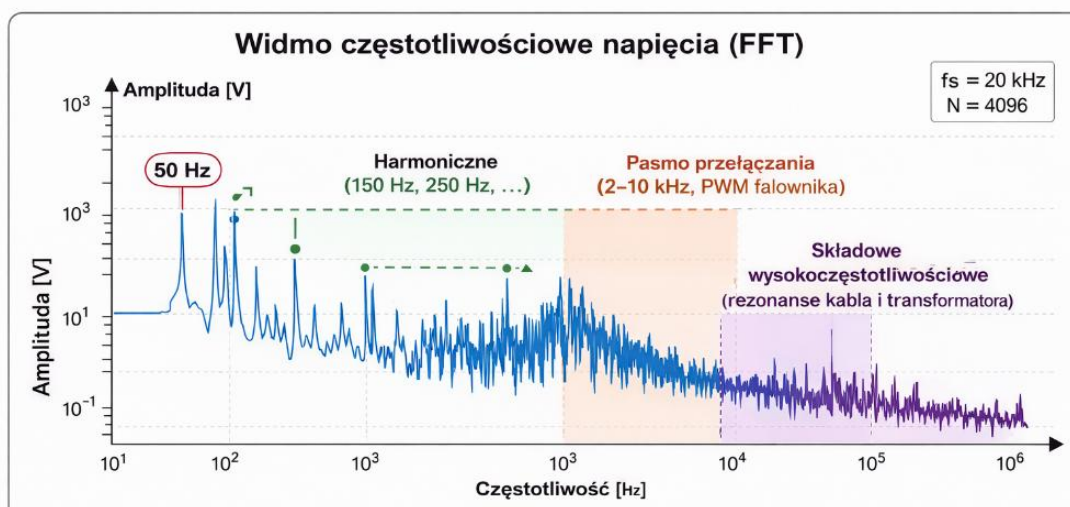


Rys. 2. Produkcja energii z PV w firmie Energo-Complex - dzień pochmurny.

Znaczenie transformatorów w instalacjach OZE jest kluczowe – stanowią one element krytyczny dla pracy całej farmy. Ich uszkodzenie prowadzi bezpośrednio do przerwy w generacji energii elektrycznej, co skutkuje stratami finansowymi wynikającymi z braku sprzedaży energii oraz potencjalnymi karami umownymi za niedostarczenie zakontraktowanej produkcji.

Dodatkowym problemem jest rosnąca moc jednostkowa instalacji. Współczesne farmy OZE wykorzystują transformatory o mocach przekraczających 8 MVA, które są urządzeniami kosztownymi i charakteryzują się długim czasem dostawy [7]. W przypadku awarii czas przestoju instalacji może wynosić od kilku miesięcy do nawet roku, co znacząco wpływa na opłacalność inwestycji.

W związku z powyższym zasadne jest podjęcie szczegółowej analizy przyczyn zwiększonej awaryjności transformatorów pracujących w instalacjach OZE.



Rys. 3. Przykładowy przebieg FFT

3. Analiza problemu – identyfikacja przyczyn awarii transformatorów SN

Obowiązujące normy europejskie, w szczególności z serii IEC, nie w pełni odzwierciedlają dynamikę zmian zachodzących w sektorze elektroenergetycznym, zwłaszcza w kontekście rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii. Aktualne wytyczne dotyczące badań odbiorczych transformatorów olejowych średniego napięcia nie obejmują szeregu badań istotnych z punktu widzenia niezawodności eksploatacyjnej, takich jak pomiary wyładowań niezupełnych oraz rozszerzone próby udarowe [1], [2].

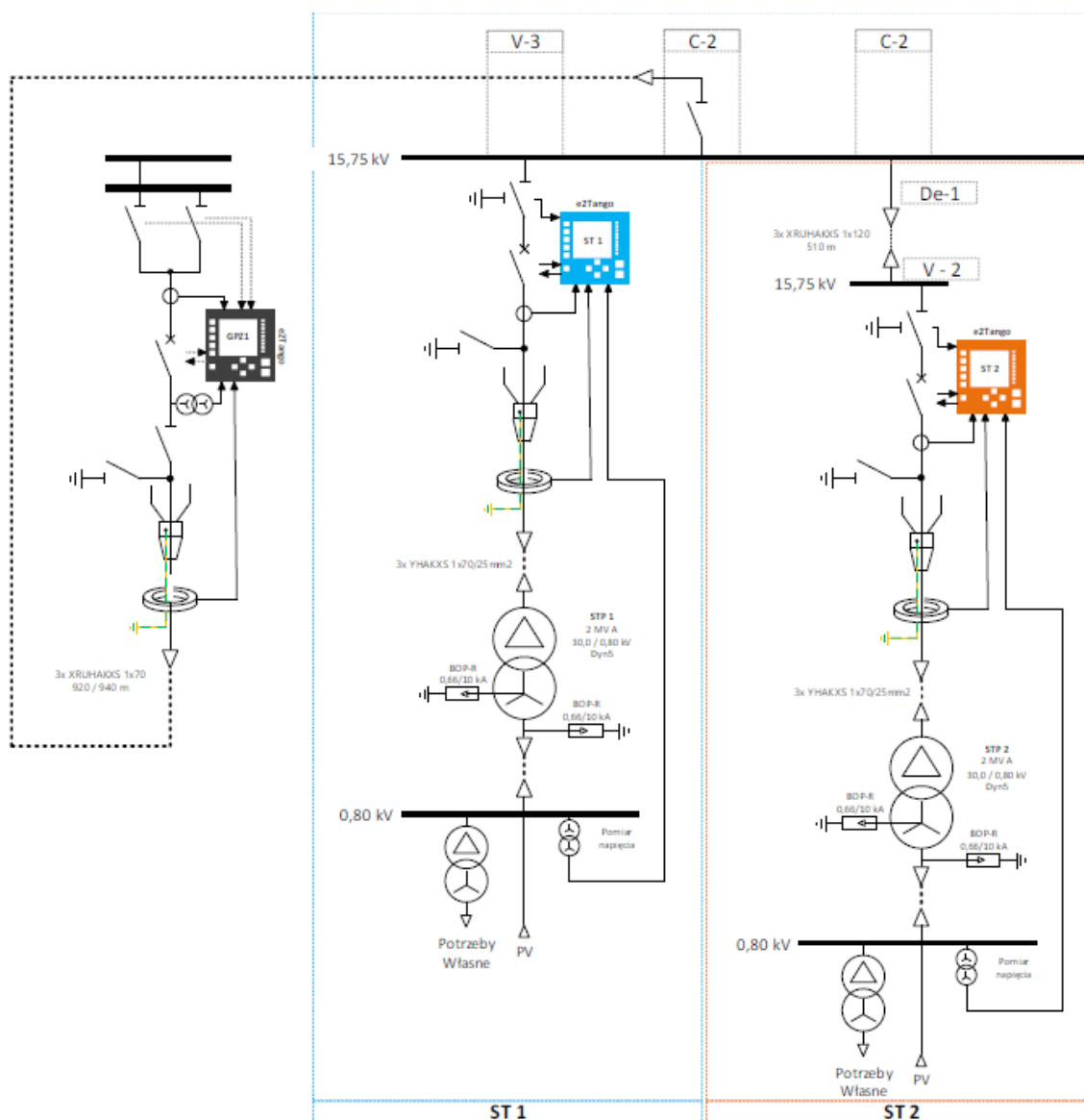
W świetle obowiązujących norm (m.in. IEC 60076), wskazane badania klasyfikowane są jako badania specjalne, a nie jako element rutynowych procedur odbiorczych [1] (Rysunek 4.). Jednakże specyfika pracy transformatorów w systemach z dużym udziałem generacji rozproszonej uzasadnia potrzebę rewizji tego podejścia [6].

	$U_m \leq 72,5 \text{ kV}$	$72,5 \text{ kV} < U_m \leq 170 \text{ kV}$		$U_m > 170 \text{ kV}$
Izolacja	Jednorodna	Jednorodna	Niejednorodna	Jednorodna i niejednorodna
Próba pełnym udarem piorunowym zacisków liniowych (LI)	Typu	Wyrobu	Wyrobu	Nie stosuje się (uwzględniono w LIC)
Próba uciętym udarem piorunowym zacisków liniowych (LIC)	Specjalna	Specjalna	Specjalna	Wyrobu
Próba udarem piorunowym zacisków neutralnych (LIN)	Specjalna	Specjalna	Specjalna	Specjalna
Próba udarem łączeniowym zacisków liniowych (SI)	Nie stosuje się	Specjalna	Specjalna	Wyrobu
Próba napięciem przyłożonym (AV)	Wyrobu	Wyrobu	Wyrobu	Wyrobu
Próba wytrzymałości napięciem indukowanym (IVW)	Wyrobu	Wyrobu	Wyrobu	Nie stosuje się
Próba napięciem indukowanym z PD pomiarem wyładowań niezupełnych (IVPD)	Specjalna ^a	Wyrobu ^a	Wyrobu ^a	Wyrobu
Próba napięciem wytrzymywanym zacisków liniowych (LTAC)	Nie stosuje się	Specjalna	Wyrobu ^b	Specjalna
Próba izolacji obwodów pomocniczych (AuxW)	Wyrobu	Wyrobu	Wyrobu	Wyrobu
^a Wymagania dotyczące próby IVW mogą być włączone do próby IVPD, w ten sposób jest wymagana tylko jedna próba. ^b Na drodze porozumienia między producentem a nabywcą próba LTAC tego rodzaju transformatorów może być zastąpiona przez próbę napięciem łączeniowym.				

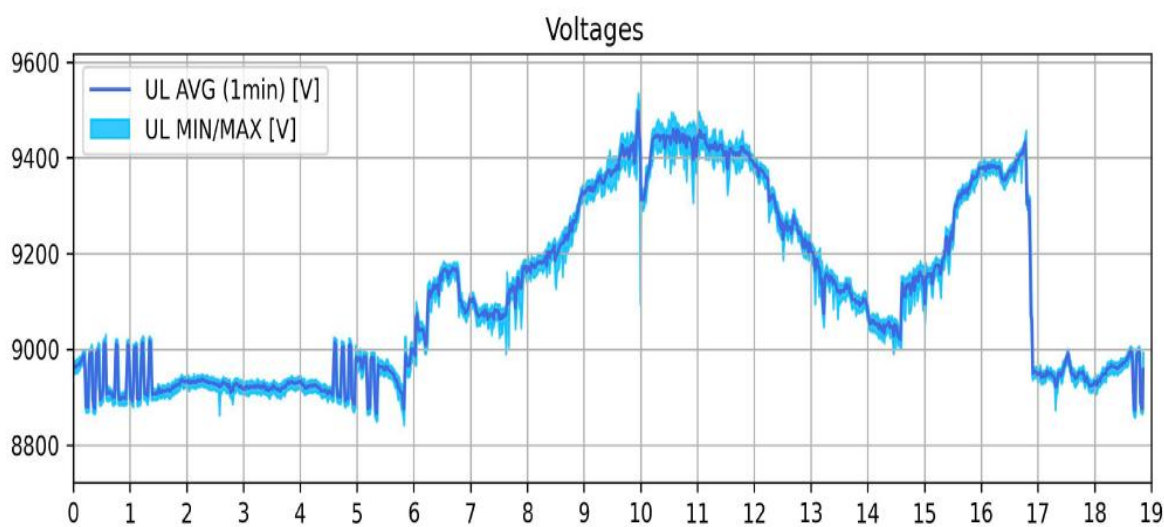
Tabela 1. Wymagania i próby odbiorcze.

Jednym z kluczowych czynników prowadzących do uszkodzeń transformatorów są przebiegi o charakterze przejściowym. Ich źródłem mogą być zarówno operacje łączeniowe realizowane przez wyłączniki próżniowe średniego napięcia, jak i oddziaływanie układów energoelektronicznych, w szczególności falowników stosowanych w instalacjach OZE [6], [7]. Weryfikacja wpływu tych zjawisk wymaga prowadzenia szczegółowych analiz oraz rejestracji zakłóceń w rzeczywistych warunkach pracy sieci. Należy jednak zaznaczyć, że standardowo stosowane rozwiązania oraz układy pomiarowe w stacjach elektroenergetycznych charakteryzują się ograniczonymi możliwościami wykonania badań i pomiarów. Dodatkowo układy pomiarowe te charakteryzują się wąskim pasmem przenoszenia, co istotnie utrudnia rejestrację szybkich zjawisk przejściowych o wysokiej częstotliwości i dużej stromości narastania napięcia [4]. Analiza przypadków uszkodzeń transformatorów eksploatowanych w systemach z udziałem OZE wskazuje, że istotną rolę odgrywają następujące zjawiska:

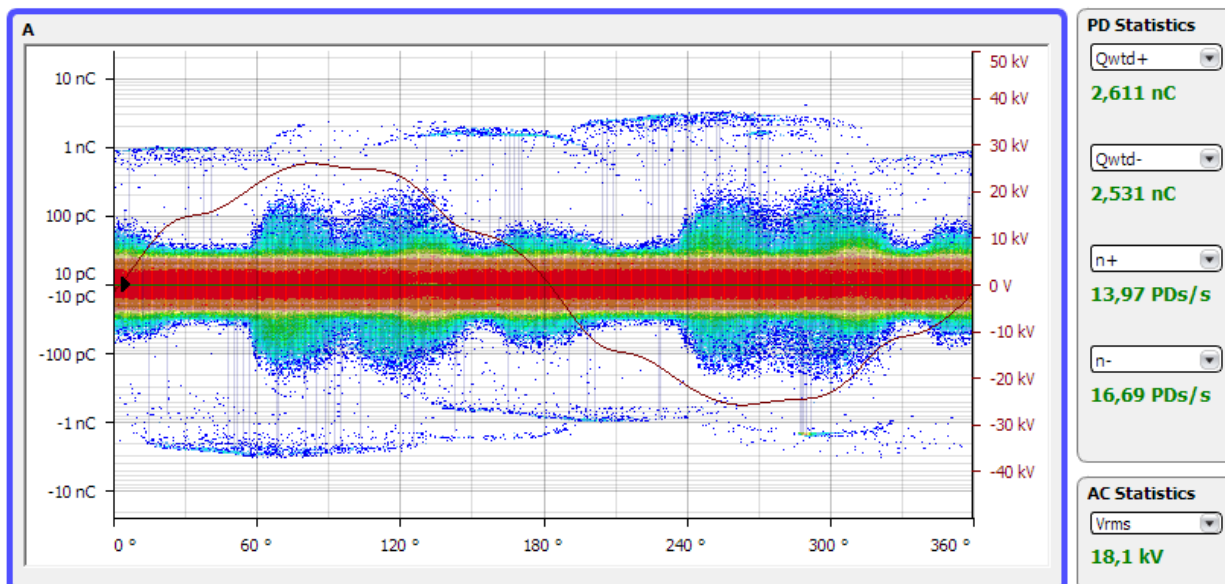
- generowanie przez falowniki impulsów napięciowych o dużej stromości (wysokie wartości du/dt) (Rysunek 5.),
- występowanie w wyłącznikach próżniowych zjawiska wielokrotnych zapłonów łuku (ang. multiple restrikes), prowadzącego do powstawania lokalnych przebiegów o bardzo wysokich amplitudach [6].



Rys. 4. Typowy schemat podłączenia farmy PV do sieci SN.



Rys. 5. Przykładowy przebieg wartości skutecznej napięcia farmy PV 10MW [7]



Rys. 6. Przykładowy przebieg FFT

Istotnym aspektem eksploatacji transformatorów w instalacjach OZE jest również znacząco zwiększona liczba operacji łączeniowych w porównaniu do klasycznych transformatorów pracujących w sieciach dystrybucyjnych. Wynika to z charakteru pracy źródeł OZE, które podlegają częstym zmianom generacji oraz cyklicznym załączeniom i wyłączeniom [5], [6]. Zwiększona liczba operacji łączeniowych prowadzi do częstszego występowania przebiegów łączeniowych oraz oddziaływań przejściowych na układ izolacyjny transformatora.

W konsekwencji zasadne jest stosowanie transformatorów dedykowanych do pracy w instalacjach OZE, charakteryzujących się wzmocnionym układem izolacyjnym. W praktyce oznacza to podwyższenie poziomu wytrzymałości udarowej izolacji (LI – Lightning Impulse Level), przykładowo z poziomu 95 kV do 125 kV [2], [6]. Podejście to zwiększa odporność na przebiegi generowane zarówno przez wyłączniki próżniowe, jak i układy energoelektroniczne [6], [8].

Zastosowanie transformatorów o podwyższonych parametrach izolacyjnych wiąże się ze wzrostem kosztów inwestycyjnych, jednak w ujęciu długoterminowym prowadzi do ograniczenia częstości awarii, zmniejszenia ryzyka przestojów oraz redukcji kosztów związanych z niedotrzymaniem warunków kontraktowych [7], [8].

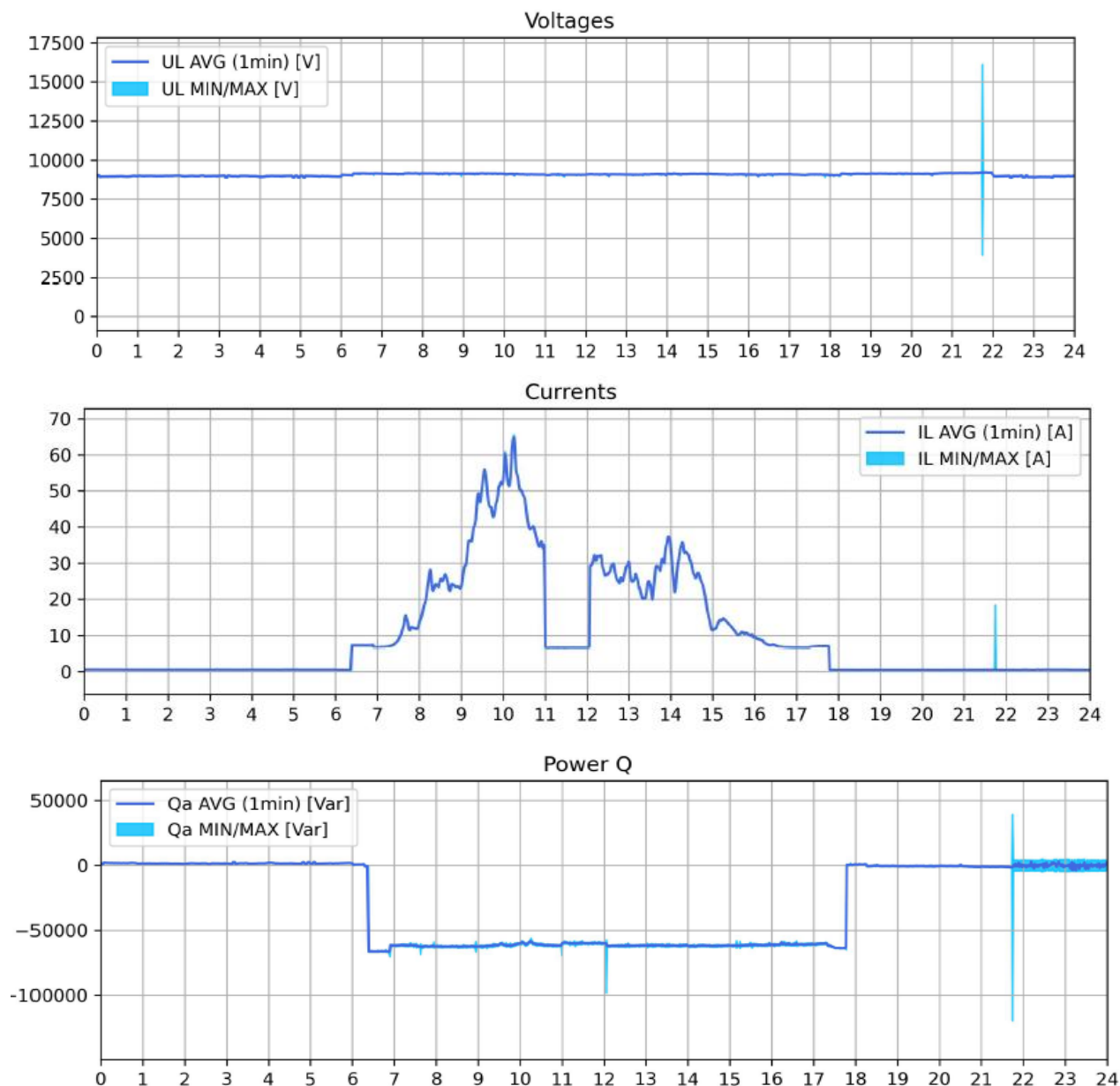
W związku z powyższym zasadne jest rozszerzenie zakresu badań odbiorczych transformatorów o pomiary wyładowań niezupełnych, rozszerzone próby udarowe oraz zaawansowaną diagnostykę jakości energii i stanów przejściowych [3], [4], [6].

4. Zastosowanie PMU do monitorowania pracy transformatorów na farmach PV

Jedną z przyczyn awaryjności transformatorów instalowanych na farmach PV może być ich charakter pracy odbiegający od założeń projektowych transformatora. Np. duża liczba połączeń, zmienne obciążenia i wynikające z tego zmiany rozkładu temperatur wewnętrznych i związanych z tym naprężenia mechaniczne.

W celu głębszej analizy charakteru pracy transformatorów wykorzystywanych w farmach PV podjęto się pilotażowego projektu ich monitorowania z wykorzystaniem urządzeń rejestrujących wysokiej rozdzielczości jakim są urządzenia PMU. Wykorzystano rejestrator RZ50 [9][10] z funkcją permanentnej rejestracji. Dzięki takiemu podejściu rejestrowane są wszystkie istotne sygnały elektryczne z rozdzielczością czasową 20ms w horyzoncie jednego miesiąca w plikach jednogodzinnych w standardzie COMTRADE.

Raporty dzienne pozwalają na zapoznanie się z charakterem obciążenia transformatora pod kątem oceny zachowania spodziewanych warunków eksploatacyjnych. Dzięki rozdzielczości czasowej wynoszącej 20ms można również ocenić odpowiedź farmy PV na różnego rodzaju zdarzenia sieciowe jak i na sygnały regulacyjne. Pomiary te oprócz monitorowania transformatora mogą posłużyć do walidacji modelu farmy PV w warunkach rzeczywistych.

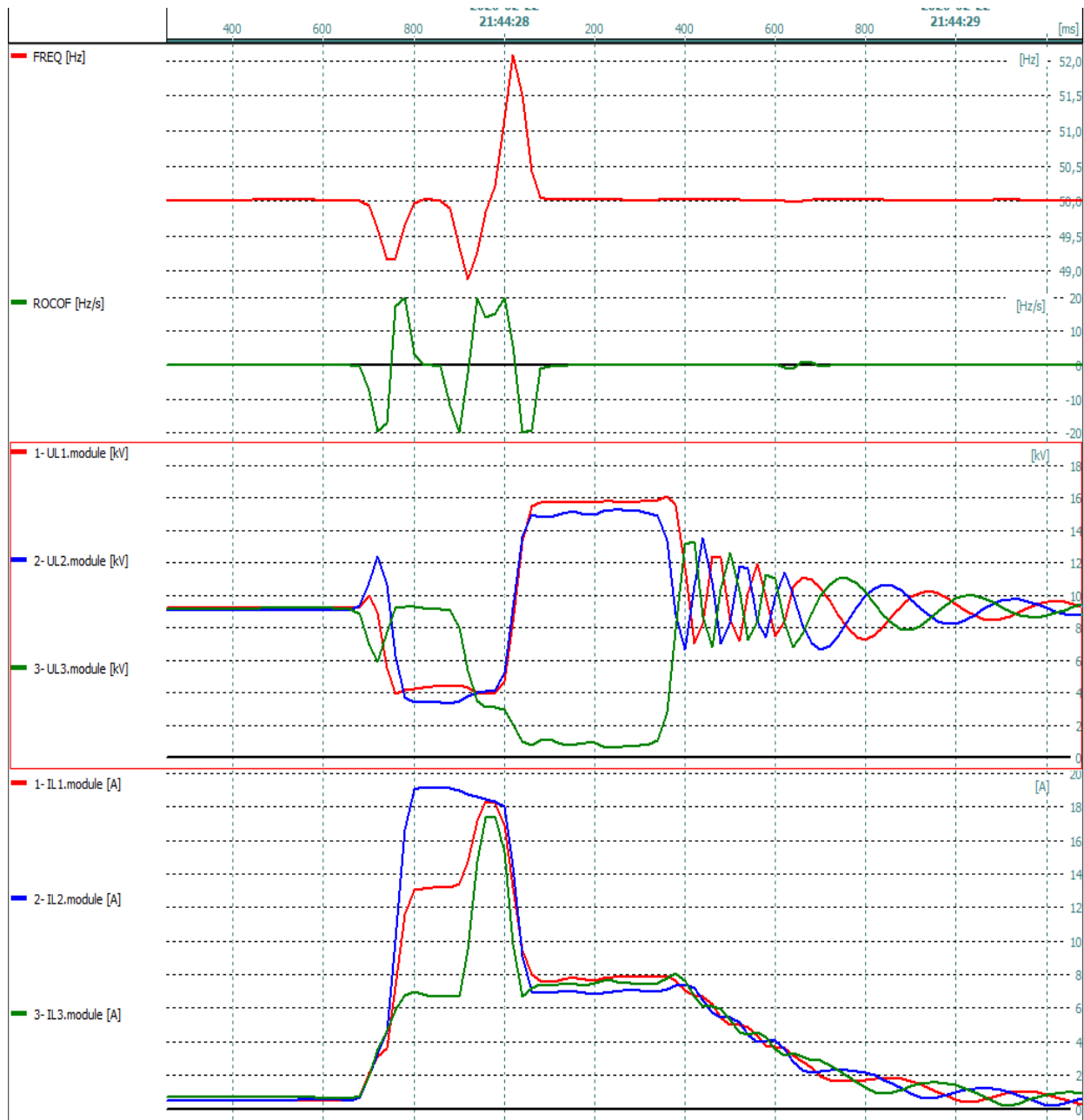


Rys. 7. Przykładowe zdarzenie sieciowe zaobserwowane w raporcie jednodniowym [7]

Na rys. 7 zaprezentowano fragment raportu jednodniowego przedstawiający przebieg napięcia, prądu i mocy biernej jednej z faz. Raport jest tak sporządzony, aby widoczne były wartości maksymalne i minimalne analizowanej wielkości, oraz wartości uśrednione jednodniowe. Na poniższym przykładzie można rozpoznać zakłócenia wywołane zwarciami doziemnymi, które miały miejsce po godz. 21:00.

Rejestracja permanentna pozwala na pobranie pliku z danej godziny i jego szczegółową analizę. Na rys. 8 przedstawiono przebieg częstotliwości, jej pochodnej ROCOF, napięć i prądów fazowych. Z rysunku można wywnioskować, że miało miejsce zwarcie dwufazowe, które następnie przerodziło się w zwarcie doziemne jednej fazy. Na tej podstawie można prześledzić odpowiedź farmy na tego typu zdarzenia.

W czasie obserwacji nie wystąpiły zdarzenia mające istotny wpływ na stan techniczny transformatora. Jednak zauważa się potencjał tego typu rejestracji do wychwytywania nawet niewielkich przekroczeń wartości dopuszczalnych. Wielokrotne przekroczenia tego typu mogą już mieć wpływ na warunki eksploatacji transformatora oraz na układ izolacyjny. Ponadto, znając szczegółową historię pracy transformatora, można przewidzieć jego potencjalne defekty oraz uszkodzenia wpływające na czas życia technicznego, a także zaplanować odpowiednie pomiary diagnostyczne, w tym pomiary WNZ.



5. Podsumowanie

Istotnym wnioskiem wynikającym z przeprowadzonych analiz jest fakt, że każdy przypadek uszkodzenia transformatora ma charakter indywidualny i nie zawsze możliwe jest jednoznaczne określenie jego przyczyny. W wielu analizowanych przypadkach, w tym w doświadczeniach firmy Energo-Complex, uszkodzenia były wynikiem nakładających się na siebie czynników, obejmujących zarówno oddziaływania elektryczne, jak i uchybienia projektowe, wykonawcze oraz eksploatacyjne.

W znacznej części przypadków niemożliwe było jednoznaczne rozróżnienie przyczyny od skutku uszkodzenia, co wynikało z bardzo rozległego charakteru zniszczeń wewnętrznych transformatora. Stopień degradacji układu izolacyjnego oraz uszkodzeń mechanicznych często uniemożliwiał przeprowadzenie pełnej analizy przyczynowo-skutkowej.

Dodatkowym czynnikiem ryzyka jest dynamiczny rozwój rynku OZE, który spowodował pojawienie się na rynku transformatorów pochodzących od różnych producentów, często z różnych regionów świata. W niektórych przypadkach producenci ci nie posiadają wystarczającego doświadczenia w projektowaniu transformatorów przeznaczonych do pracy w specyficznych warunkach instalacji OZE, co może wpływać na ich niezawodność. A realizacja budowy nowych projektów (obiektów) ukierunkowana jest na maksymalne obniżenie kosztów inwestycji. W związku z powyższym transformatory nabywane do instalacji OZE często istotnie różnią się pod względem parametrów technicznych oraz jakości wykonania.

W praktyce obserwuje się, że część oferowanych jednostek nie uwzględnia w pełni specyfiki pracy w instalacjach OZE, co przekłada się na ich niższą odporność na zjawiska przejściowe oraz oddziaływania charakterystyczne dla tego typu obiektów.

Jednocześnie producenci posiadający doświadczenie w projektowaniu, dostawach oraz montażu transformatorów na farmach PV oferują rozwiązania bardziej zaawansowane technicznie, uwzględniające rzeczywiste warunki eksploatacyjne. W konsekwencji ich produkty charakteryzują się wyższą niezawodnością oraz lepszym dostosowaniem do pracy w środowisku o podwyższonym poziomie zakłóceń.

Należy jednak podkreślić, że rozwiązania te są zazwyczaj droższe na etapie zakupu, co w praktyce wpływa na ich konkurencyjność w procesach przetargowych. W wielu przypadkach głównym kryterium wyboru dostawcy pozostaje cena, natomiast aspekty techniczne oraz jakościowe schodzą na dalszy plan lub są marginalizowane. W efekcie prowadzi to do sytuacji, w której wybierane są rozwiązania optymalne kosztowo w krótkim horyzoncie czasowym, lecz potencjalnie obciążone wyższym ryzykiem awarii i większymi kosztami eksploatacyjnymi w dłuższej perspektywie.

Kolejnym ważnym aspektem jest niewystarczający poziom wiedzy samych inwestorów w zakresie doboru aparatury stacyjnej, w szczególności transformatorów. W praktyce często obserwuje się, że specyfikacje techniczne (SIWZ) nie uwzględniają rzeczywistych warunków pracy urządzeń w instalacjach OZE. W związku z tym kluczowe jest:

- precyzyjne określenie warunków pracy transformatora,
- uwzględnienie oddziaływań przejściowych i jakości energii,
- rozszerzenie zakresu wymaganych badań i testów.

Należy podkreślić, że specyfikacja zakupowa nie powinna opierać się wyłącznie na obowiązujących normach, takich jak IEC, które stanowią kompromis pomiędzy wymaganiami technicznymi a aspektami ekonomicznymi. W przypadku transformatorów pracujących w instalacjach OZE podejście to jest niewystarczające i wymaga indywidualnego rozszerzenia.

Na rynku obserwuje się jednak pozytywne zmiany – coraz więcej firm wdraża rozszerzone specyfikacje zakupowe, obejmujące dodatkowe wymagania techniczne oraz badania wykraczające poza standardowe normy.

Istotnym problemem jest również niedobór wykwalifikowanej kadry technicznej na etapie montażu i uruchamiania urządzeń na obiekcie. Nieprawidłowości instalacyjne oraz błędy wykonawcze mogą prowadzić do powstawania dodatkowych zagrożeń eksploatacyjnych, które ujawniają się dopiero w trakcie pracy transformatora.

Istotną rolę w zapewnieniu jakości odgrywa również nadzór nad procesem produkcji oraz odbiorami końcowymi, realizowany przez niezależne, wyspecjalizowane jednostki takie jak firma Energo-Complex sp. z o.o.. Działania te pozwalają na wczesne wykrycie potencjalnych niezgodności oraz ograniczenie ryzyka awarii w eksploatacji.

W świetle przedstawionych analiz należy stwierdzić, że zapewnienie wysokiej niezawodności transformatorów w instalacjach OZE wymaga podejścia systemowego, obejmującego cały cykl życia urządzenia – od etapu projektowania i zakupu, przez produkcję i badania, aż po montaż i eksploatację.

Zauważa się tu potencjał zastosowania ciągłej rejestracji jak w przedstawionym przykładzie z wykorzystaniem jednostek PMU. Z uwagi na ogromną ilość informacji, widoczna jest rola do użycia narzędzi AI do oceny historycznej warunków eksploatacji transformatora i oceny jego stanu.

Literatura

- [1] IEC, IEC 60076 – Power Transformers.
- [2] IEC, IEC 60076-3 – Insulation Levels and Dielectric Tests.
- [3] IEC, IEC 60270 – Partial Discharge Measurements.
- [4] IEC, IEC 61000-4-30 – Power Quality Measurement Methods.
- [5] CIGRE, Technical Brochure 496 – Impact of Renewables on the Power System.
- [6] CIGRE, Technical Brochure 728 – Transient Interaction between Transformers and the Power System.
- [7] SPIE Energotest. Materiały własne, niepublikowane.
- [8] Norma. IEC/IEEE 60255-118-1:2018. Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements.
- [9] SPIE Energotest. Rejestrator RZ50/PMU. Instrukcja Użytkownika. Ver. 1.4. (2024).
- [10] Instytut Energetyki oddz. w Gdańsku. Certyfikat potwierdzający zgodność z IEC/IEEE Standard 60255-118-1:2018 dla RZ50/PMU. 2025.