

Testy wskaźników zwarcia z komunikacją do SCADA – doświadczenia z postępowania prekwalifikacyjnego

Bartosz Pawlicki, Michał Janiszewski, Adam Wojtaszek, Łukasz Świderek, Joanna Baraniak
– innogy Stoen Operator

Streszczenie

W referacie przedstawiono wybrane zagadnienia i doświadczenia nabyte przez innogy Stoen Operator w procesie dopuszczenia do stosowania układów telemechaniki dla stacji SN/nn pełniących funkcję wskaźników zwarcia z komunikacją do SCADA. Głównym punktem procesu były testy urządzeń dostarczonych przez dostawców zainteresowanych uzyskaniem dopuszczenia swojego produktu. Omówiono wybrane kwestie, które były przedmiotem badań oraz przedstawiono problemy jakie napotkano w trakcie prób.

1. Wstęp

innogy Stoen Operator jako Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) odpowiada za niezawodne dostawy energii elektrycznej do odbiorców na terenie Warszawy i gmin ościennych. Od kilku lat podejmowane są działania inwestycyjne mające na celu transformację obecnych sieci do Smart Grid (SG). Transformacja ta dokonuje się między innymi poprzez pilotażowe instalacje innowacyjnych rozwiązań, ale także poprzez instalację automatyki i telemechaniki w głębi sieci SN. Obecnie jednym z kluczowych celów innogy Stoen Operator jest utrzymanie pozycji lidera wśród OSD pod kątem niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Dlatego podjęto decyzję, że od 2018 r. wszystkie modernizowane i nowobudowane stacje SN/nn będą wyposażane w układy telemechaniki i automatyki – w każdym przypadku wymagana będzie realizacja funkcjonalności wskaźnika zwarcia, a w wybranych punktach realizowane będzie także zdalne sterowanie rozłącznikami.

Podjęcie takiej decyzji motywuje do sprawdzenia urządzeń, które w tak ogromnej liczbie będą instalowane w sieci SN. W tym celu przez blisko 3 miesiące prowadziliśmy testy urządzeń oferowanych na polskim rynku pod kątem spełnienia przez nie wymagań zawartych w „Standardzie dla urządzeń Smart Grid (NS/ST/2017/02)” [1]. W badaniach zaangażowani byli przedstawiciele komórek zajmujących się planowaniem rozwoju sieci, standaryzacją rozwiązań, eksploatacją układów automatyki i telemechaniki, a także osoby odpowiedzialne za system SCADA.

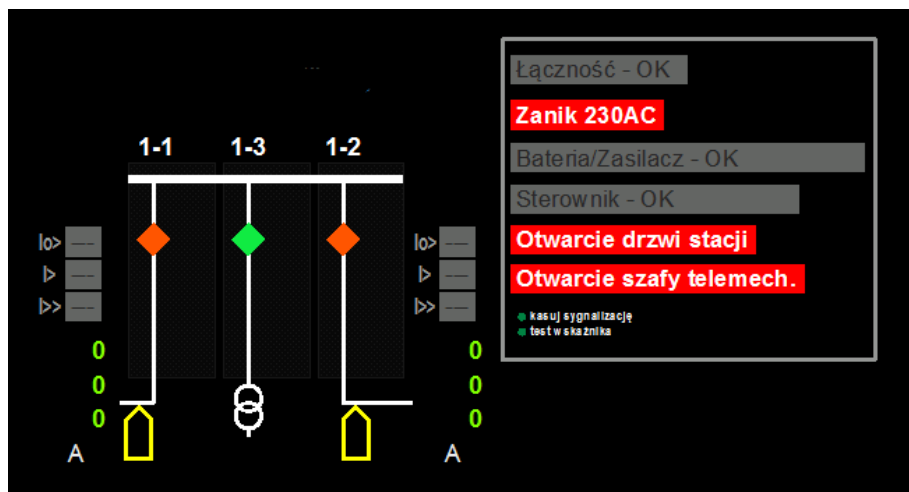
Do testów zaproszonych zostało 17 dostawców, w terminie zgłoszenie do udziału złożyło 10 firm. Po weryfikacji zgłoszeń i dokumentacji do fazy testowej zakwalifikowano 8 rozwiązań – testom tych urządzeń poświęcona jest dalsza część referatu. Ze względu na potrzebę przedstawienia problemów tylko od strony technicznej nie będą prezentowane konkretne nazwy producentów i rozwiązań, a urządzenia będą identyfikowane kolejnymi numerami.

2. Sprawdzenia i testy

Podstawą do prac z urządzeniami był wcześniej wspomniany już „Standard dla urządzeń Smart Grid (NS/ST/2017/02)” [1], którego aktualna wersja jest dostępna publicznie na stronie www OSD. Dokument ten został opracowany w miejsce wcześniej obowiązujących w spółce „Wymagań technicznych dla urządzeń Smart Grid” jako odpowiedź na doświadczenie nabyte w wielu zrealizowanych instalacjach pilotażowych prowadzonych w minionych latach, którego założenia były publikowane w ramach [2]. Obowiązujący obecnie standard przed zatwierdzeniem był konsultowany z szerokim gremium dostawców i w konsekwencji został wdrożony do stosowania pod koniec 2016 roku.

Standard poza wymaganiami ogólnymi i celami stosowania określa:

- warunki eksploatacji takie jak parametry sieci SN,
- warunki pracy (temperatura, wilgotność),
- wymagania co do budowy (stopień ochrony obudowy, maksymalne wymiary),
- wymagania funkcjonalne,
- rozwiązania przetworników pomiarowych współpracujących z urządzeniami SG,
- warunki w zakresie łączności i komunikacji do systemu nadrzędnego oraz lokalnie,
- wymagania w zakresie bezpieczeństwa,
- wymagania dotyczące zasilania układów telemechaniki oraz napięcia gwarantowanego,
- wymagania odnośnie gwarancji,
- opis wymaganej dokumentacji.



Rys. 1. Jedno z testowanych rozwiązań odwzorowane w systemie SCADA

Urządzenia zostały w trakcie testów sprawdzone pod kątem ich zgodności z dokumentacją i z deklaracjami producentów. Sprawdzana była poprawność działania - przeprowadzone były testy funkcjonalne, sprawdzenia pod kątem zabezpieczeniowym. Weryfikacji poddana została poprawność przenoszenia wartości pomiarowych. Każde z urządzeń zostało podłączone do testowego środowiska SCADA, gdzie sprawdzano możliwości konfiguracji, poprawność odwzorowania danych, reakcje na sterowania, a także stabilność transmisji. Przykład wyedytowanej stacji przedstawiono na rys. 1.

3. Warunki pracy i zasilanie

Jednym z podstawowych wymagań jest temperatura otoczenia w jakiej muszą pracować urządzenia. Określamy, że wszystkie elementy wchodzące w skład zespołu urządzeń muszą być przystosowane do pracy w temperaturze -25°C do $+65^{\circ}\text{C}$. Podany zakres wynika z pomiarów historycznych temperatury na obszarze działania OSD oraz pomiarów zebranych w trakcie projektów pilotażowych, powiększonych o margines bezpieczeństwa. Dotychczasowy okres stosowania zaleceń potwierdza zasadność tych założeń. Zakres taki wymagany jest ze względu na potrzebę zagwarantowania wysokiej niezawodności działania dla całego zespołu – w tym celu zabronione jest stosowanie jakichkolwiek elementów wirujących (wentylatory) oraz grzejnych (rezystory grzewcze), ponieważ są to elementy, których uszkodzenie nie jest monitorowane, a może wpływać znacząco na pogorszenie pewności działania układu jako całości. Wymagania dotyczą sterownika, zasilacza, baterii akumulatorów, obudowy, przekładników i wszystkich pozostałych elementów. Jak przedstawiono w tab. 1 spełnienie wymagań temperaturowych dla wskaźników zwarcia (w niektórych rozwiązaniach na wskaźnik zwarcia składał się sterownik wraz podrzędnym do niego wskaźnikiem zwarcia) nie było większym problemem – kilku producentów zaoferowało urządzenia pracujące w szerszym niż wymagany zakresie temperatury.

Nr urządzenia	Temperatura pracy wskaźnika deklarowana	Temperatura wymagana
1	-25°C do $+50^{\circ}\text{C}$ ($+65^{\circ}\text{C}$ na zamówienie)	-25°C do $+65^{\circ}\text{C}$
2	-25°C do $+65^{\circ}\text{C}$	
3	-40°C do $+65^{\circ}\text{C}$	
4	-25°C do $+65^{\circ}\text{C}$	
5	-40°C do $+70^{\circ}\text{C}$	
6	-40°C do $+70^{\circ}\text{C}$	
7	-25°C do $+65^{\circ}\text{C}$	
8	-25°C do $+65^{\circ}\text{C}$	

Tab. 1. Zestawienie temperatur pracy sterowników (wskaźników zwarcia)

Istotny był również czas pracy urządzenia i efekt dla baterii w przypadku długotrwałej przerwy w zasilaniu (np. zadziałanie zabezpieczenia 230V AC w szafie). W innogy Stoen Operator wymaga się, aby układ zasilający posiadał zabezpieczenia zapewniające prawidłową eksploatację współpracujących akumulatorów w postaci ogranicznika prądu ładowania, a także zabezpieczenie przed głębokim rozładowaniem akumulatorów. W przypadku wystąpienia braku zasilania podstawowego, układ zasilania gwarantowanego musi zapewnić co najmniej 2 godzinną pracę dla całego zespołu urządzeń Smart Grid (urządzenia AMI – ok. 60 W oraz deklarowana przez producenta moc sterownika), a także urządzeń komunikacyjnych zainstalowanych w szafie modułu bilansującego stacji. W tym celu przeprowadzono próbę czasu

podtrzymania zasilania, a po wyłączeniu urządzeń sprawdzono napięcia na baterii akumulatorów. Wyniki testu, w którym układ zasilający musiał podtrzymać tylko sterownik telemechaniki bez urządzeń w szafie modułu bilansującego stacji zostały zestawione w tab. 2.

Nr urządzenia	Czas podtrzymania po zaniku zasilania	Napięcie na zaciskach baterii akumulatorów po wyłączeniu się zasilacza
1	59 godzin 28 minut	23,38V
2	33 godziny 28 minut	22,56V
3	2 godziny 43 minuty	3,51V
4	33 godziny 35 minut	21,89V
5	15 godzin 58 minut	22,20V
6	Nie podlegał badaniom	Nie podlegał badaniom
7	65 godzin 59 minut	22,47V
8	37 godzin 59 minut	22,64V

Tab. 2. Zestawienie wyników testu zasilania gwarantowanego

Jak widać w tab. 2 zróżnicowanie w czasie pracy jest dość duże, od niespełna 3 godzin do prawie 3 dni. We wszystkich przypadkach, z wyjątkiem wskaźnika nr 3, zasilacze wyłączyły się odpowiednio wcześniej zabezpieczając baterie przed głębokim rozładowaniem. Takie przewymiarowanie układu zasilania wydaje się być próbą spełnienia wymagań podtrzymania przez 2h nawet w gorszych warunkach pracy niż miały miejsce w laboratorium, gdzie była utrzymywana stała temperatura ok. 21°C. Niestety w przypadku wskaźnika nr 3 istnieją znaczące obawy, że urządzenie bardzo szybko po rozpoczęciu eksploatacji przestanie zapewniać podtrzymanie przez wymagany czas. Ponadto w trakcie prób zasilacz dostarczony w komplecie dopuścił do głębokiego rozładowania baterii, jedno z ogniw uległo całkowitemu uszkodzeniu, drugie nie było w stanie ponownie się naładować.

Okazało się także, że niemal we wszystkich przypadkach problemem było jednak dotrzymanie wymagań temperaturowych dla baterii akumulatorów. Nie wynika to z braku dostępności baterii na rynku, lecz z chęci zaoferowania docelowo tańszego produktu – zauważalna jest kilkukrotna różnica w cenie pomiędzy akumulatorami przystosowanymi do pracy w zakresie temperatury co najmniej -25°C do +65°C, a pomiędzy akumulatorami pracującymi np. w zakresie 0°C do +40°C. Pewne źródło zasilania gwarantowanego jest podstawowym elementem niezbędnym do pewnego działania urządzenia w czasie zwarcia w sieci SN – czyli w tym momencie, w którym informacje spływające do systemu SCADA są najbardziej kluczowe. Stoimy na stanowisku, że pomimo większego kosztu akumulatorów o szerokim zakresie temperatury pracy i tak jest to mała część kosztu całego układu telemechaniki i całej inwestycji. Obniżone koszty akumulatorów na etapie inwestycji mogą być przyczyną krótszego czasu ich życia, zwiększenia wydatków związanych z eksploatacją układu w przyszłości. A przede wszystkim może to skutkować brakiem działania układu wtedy, kiedy jest najbardziej potrzebne, co będzie generować koszty w postaci kosztów niedostarczonej odbiorcom energii elektrycznej oraz pogorszy wskaźniki niezawodności sieci, które w ostatnim czasie mają również wpływ na wyniki finansowe OSD.

Na bazie przeprowadzonych prób zalecamy stosowanie szafek dla urządzeń wykonanych z materiału termoutwardzalnego. Podyktowane jest to spodziewaną niższą temperaturą wewnątrz przy ekspozycji na słońce – jest to niewątpliwa zaleta względem szafek wykonanych z blachy stalowej malowanej lub blachy nierdzewnej. Kolejnym argumentem przemawiającym za wykorzystaniem szafek z materiału termoutwardzalnego jest jej niższa cena. Niewykluczone jest, że po zakończeniu przetargu urządzenia będą instalowane nie tylko w szafce telemechaniki lecz także bezpośrednio w szafie MBS.

Podtrzymujemy jednocześnie, że właściwym rozwiązaniem jest stosowanie zasilania gwarantowanego na napięciu 24V DC – jest to łatwe do zrealizowania poprzez zastosowanie szeregowo połączonych ogniw 12V. Napięcie 24V DC można również wykorzystać do zasilania innej infrastruktury komunikacyjnej AMI znajdującej się na stacji, która w naszym przypadku będzie wykorzystywana docelowo do zestawienia łączności między wskaźnikami, a systemem SCADA. W trakcie testów prawie wszyscy producenci zaproponowali takie właśnie rozwiązanie – przypadku urządzenia nr 6 producent zaproponował zasilanie gwarantowane 12V DC z dodatkowym wyjściem na zasilaczy na 24V DC, jednak moc na tym wyjściu w dostarczonym egzemplarzu nie była wystarczająca do zasilania zewnętrznych układów komunikacji AMI i rozwiązanie nie mogło zostać dopuszczone do stosowania. Producenci dostarczyli różne rozwiązania w zakresie układów zasilających. Szczególnie ciekawym przypadkiem były zasilacze z załączaniem napięcia gwarantowanego 24V DC dopiero po 30 minutach od powrotu napięcia zasilania 230V. Rozwiązanie jest dedykowane dla urządzeń pełniących funkcję sterowniczą. Proces prekwifikacji dotyczył urządzeń przeznaczonych do zbierania danych (sygnalizacja i pomiary). Innogy Stoen Operator bierze pod uwagę ewentualną wymianę układów zasilających w przypadku potrzeby rozbudowy stacji do poziomu obiektu ze zdalnym sterowaniem.

4. Pomiary prądów przez urządzenia

W innogy Stoen Operator wymagamy, aby wykrywanie zwarć doziemnych mogło być nastawiane w zakresie 30–90 A, a wykrywanie zwarć międzyfazowych w zakresie 400–1200A. Definiuje to minimalny zakres w jakim pomiary prądu w liniach SN muszą być widziane przez wskaźnik zwarcia i realizowane z odpowiednią dokładnością. W tab. 3 zestawiono zmierzone wartości graniczne deklarowane przez producentów wskaźników zwarcia i wartości uzyskane eksperymentalnie.

Nr urządzenia	Deklarowany zakres pomiarowy	Urządzenie pomiarowe CR – cewka Rogowskiego P- klasyczny przekładnik	Wartość wymagana / dodatkowo punktowana	Wartość wyznaczona w trakcie badań (indeks oznacza nr badania)
1	1200A	P	1200A / 2000A	1000A ¹ / 2000A ²
2	1200A	CR		1035A ¹ / 1330A ²
3	1200A	CR		1450A ¹
4	2000A	CR		2000A ¹
5	1400A	CR		1500A ¹
6	2000A	P		nie podlegał badaniom
7	1200A	P		1200A ¹
8	2400A	CR		1630A ¹

Tab. 3. Zestawienie wyników sprawdzenia zakresu pomiarowego

Widać, że nie w każdym przypadku deklarowany zakres został spełniony. W 2 z 7 badanych urządzeń producent musiał zastosować zmiany konstrukcyjne w urządzeniu w celu dostosowania go do minimalnego wymaganego zakresu pomiarowego. Tylko 1 dostawca (nr 4) dostarczył od razu urządzenie mierzące poprawnie w zakresie rozszerzonym do 2000A. Po odpowiednim dostosowaniu urządzenie nr 1 również pracuje w rozszerzonym zakresie pomiarowym. Niezgodność wartości deklarowanych z rzeczywistymi pomiarami nie była jednostkowym przypadkiem – jest to kolejne potwierdzenie potrzeby wykonywania prób, jakie przeprowadzono w innogy Stoen Operator. Warto zaznaczyć, że 5 z 8 urządzeń zostało dostarczonych z cewkami Rogowskiego krajowej produkcji. W pozostałych zastosowano przekładniki prądowe o rdzeniu pierścieniowym. Cewki Rogowskiego od strony technicznej wydają się być zalecanym rozwiązaniem, ponieważ ich zastosowanie umożliwia rezygnację z dodatkowej listwy kontrolno-pomiarowej, jaka wymagana jest przy klasycznych przekładnikach prądowych – upraszcza to układ, oszczędza miejsce w szafie i wydaje się być tańsze. We wszystkich przypadkach nie było problemu z dostarczeniem przekładników lub cewek o konstrukcji rozłączalnej – umożliwia to założenie ich na kabel w polu bez potrzeby odłączania głowic z rozdzielnic SN.

5. Komunikacja i parametryzacja

W trakcie testów sprawdzano także współpracę z systemem SCADA. Każde urządzenie zostało wyposażone w kartę SIM, następnie zestawiona została łączność z testowym systemem nadrzędnym (w naszym przypadku SYNDIS). Komunikacja została zestawiona w powszechnie używanym w Polsce, a mniej popularnym w Europie, protokole DNP3.0. Każda stacja była odwzorowana jednakowo – przykład na rys. 1. Sprawdzano możliwość poprawnego odwzorowania sygnalizacji stanów wejść binarnych, sygnalizacji stanu wskaźnika, sygnalizację zadziałania kryteriów zabezpieczeniowych $I_{0>}$, $I_{1>}$ i $I_{2>}$. Weryfikowana była poprawność przesyłania danych pomiarowych, oraz możliwość wykonywania sterowań. Ze wszystkimi urządzeniami udało się zestawić połączenie i przetestować wszystkie wymagane punkty, jednak zaobserwowano pewne różnice w sposobie realizacji sterowań – wymagało to zmiany parametrów sterowania w systemie nadrzędnym lub modyfikację komend po stronie producenta.

Sprawdzana była także możliwość zdalnej parametryzacji. Kwestia łatwości parametryzacji i przejrzystości interfejsów bardzo często idzie ze sobą w parze, stoją jednak często w opozycji do zakresu dodatkowych funkcjonalności i ilości elementów podlegających indywidualnej nastawie. Na tym etapie zostało sformułowane wiele zaleceń, które wydaje się, że mogą być istotnymi punktami przy planowanej rewizji standardu [1], jak również mogą być wskazówkami dla dostawców na przyszłość.

Z punktu widzenia eksploatacji urządzeń, które docelowo będą pracować w sieci funkcjonalność aplikacji web wydaje się być istotnym elementem każdego tego typu urządzenia. Aplikacje takie powinny posiadać możliwość podstawowej diagnostyki urządzenia bez konieczności korzystania z specjalistycznego oprogramowania do konfiguracji co ułatwiłoby dostęp dla pracowników, którzy będą eksploatować urządzenia.

Do funkcjonalności takich powinny należeć przede wszystkim:

- możliwość odczytu i wprowadzania zmian nastaw funkcji zabezpieczeniowych,
- diagnostyki stanu wejść/wyjść,
- sprawdzanie i zmiana parametrów łącznościowych takich jak np. adres DNP urządzenia.

Warto zwrócić uwagę, że jeden z dostawców (8) zaoferował interesującą funkcjonalność polegającą na rejestracji przebiegu zwarcia oraz jej zapisu do formatu Comtrade, a także jej lokalnego odczytu przez aplikację webową. Funkcjonalność ta może wydawać się atrakcyjna jednakże znacznie spowalniała działanie urządzenia. Należy również wspomnieć o oprogramowaniu inżynierskim, które nie we wszystkich przypadkach było przejrzyste oraz intuicyjne w obsłudze. Podczas wykonywania testów potrzebne były konsultacje w zakresie funkcjonalności programów. W tym aspekcie wykorzystano specjalne oprogramowanie do zdalnej weryfikacji występujących problemów bez potrzeby wizyty na miejscu przez dostawców. Z pewnością szkolenie dla szerszego grona pracowników będzie niezbędne w celu poznania wszystkich dostępnych funkcji danych producentów.

Wymogiem w przypadku urządzeń telemechaniki dla sieci SN jest możliwość prowadzenia transmisji przez interfejs RS-485 w protokole Modbus. W przypadku dostarczonych do testów urządzeń, wszystkie spełniały te wymagania, lecz nie wszystkie umożliwiają parametryzację tego łącza przez użytkownika. Praktycznie w każdym przypadku chęć podłączenia urządzeń podrzędnych wymaga przygotowania dodatkowej konfiguracji przez producenta lub poprzez dodatkowe oprogramowanie. Wśród testowanych urządzeń 3 były zaoferowane jako sterownik telemechaniki z podrzędnym urządzeniem w postaci wskaźnika zwarcia, z którym komunikacja była prowadzona przez RS-485 w protokole Modbus RTU. W pierwszej chwili zestaw może sprawiać obawę, że nie jest wyspecjalizowanym urządzeniem, jednak w trakcie prób nie stwierdzono uwag pod kątem funkcjonalnym dla takiego rozwiązania. Można na takie rozwiązanie patrzeć jako na zaletę, bo możliwa jest prosta rozbudowa o kolejne pola poprzez dołożenie kolejnego modułu.

Z pewnością będziemy wymagać, aby urządzenia dostarczane do innowy Stoen Operator umożliwiały dostosowanie sygnalizacji, pomiarów i sterowań do ustandaryzowanej listy. Ułatwi to w przyszłości konfigurację urządzeń, ich edycję w systemie nadrzędnym, a także uprości w przyszłości eksploatację. Podejście takie umożliwi w pewnym zakresie interoperacyjność urządzeń - gdy sterownik się uszkodzi, a będzie możliwość założenia innego urządzenia i nawiązania go do istniejących obwodów to z punktu widzenia systemu nadrzędnego nic się nie zmienia.

6. Funkcje zabezpieczeniowe

Wymagania zawarte w „Standardzie dla urządzeń Smart Grid (NS/ST/2017/02)” [1] zakładają, że dostarczone urządzenia będą wyposażone co najmniej w funkcje zabezpieczeniowe: ziemnozwarciową $Io>$ oraz nadprądową zwłoczną $I>$, a jeżeli to możliwe to również w nadprądową bezzwłoczną $I>>$. Wszyscy dostawcy za wyjątkiem 6 i 7 dostarczyli rozwiązania posiadające komplet trzech wyżej wymienionych funkcji zabezpieczeniowych. Urządzenia zostały poddane badaniom czasów działania i stawiane im wymagania zostały spełnione. W standardzie innowy Stoen Operator pola liniowe stacji RPZ wyposażone są w zabezpieczenia konduktancyjne $Go>$ nastawione z bardzo małą (200 ms) zwłoką czasową, co wymusza nastawianie dość krótkich czasów dla funkcji $Io>$ wskaźników zwarcia w głębi sieci SN. Ponadto zabezpieczenia zwarciovowe nastawiane są z czasem 100 ms w stacjach RPZ. Ważne było zatem, żeby dostarczone rozwiązania zapewniały możliwość nastawiania czasów mniejszych niż 100ms dla $I>>$, celem jest zachowanie wystarczającego czasu dla poprawnej detekcji zwarcia. Badania przeprowadzone zostały cyfrowym urządzeniem testującym UTC-GT przy czasach nastawianych na typowe wartości zdefiniowane przez służby eksploatacyjne dla wskaźników zwarcia. Wartości nastawione oraz zmierzone wartości rzeczywiste czasów działania dla poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych zestawiono w tab. 4.

Nr urządzenia	$Io>$			$I>$			$I>>$		
	t_{nast} [ms]	t_{dz} [ms]	$ \Delta t $	t_{nast} [ms]	t_{dz} [ms]	$ \Delta t $	t_{nast} [ms]	t_{dz} [ms]	$ \Delta t $
1*	100	122-130	22-30	200	232-233	32-33	50	66-68	16-18
2*	100	103-104	3-4	200	219-226	19-26	50	72-74	22-24
3	100	110-114	10-14	200	205-209	5-9	50	59-61	9-11
4	100	127	27	200	228-231	28-31	50	79-82	29-32
5*	100	123	23	200	214-215	14-15	50	64-68	14-18
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	100	115-116	15-16	200	-	-	50	63-64	13-14
8	100	120-121	20-21	200	218-219	18-19	40	40-42	2

Tab. 4. Zestawienie wyników sprawdzenia czasów działania funkcji zabezpieczeniowych

Wszystkie dostarczone rozwiązania działają prawidłowo pod względem nastawionych czasów zwłoki w zakresie detekcji zwarcia. Niektóre pozycje w tab. 4, oznaczone (*), posiadają zmierzone czasy działania urządzenia uwzględniające przetwarzanie i wystawianie sygnału na wyjście dwustanowe. Rozwiązania te charakteryzują się zatem zabezpieczeniowymi czasami działania. Jest to o tyle wartościowe, że w perspektywie rozwoju automatyki w głębi sieci urządzenia te mogłyby realizować nie tylko funkcję wskaźników zwarć, ale i również odpowiadać za automatyczne działanie na wyłączniki i rozłączniki SN. Instalacja tego typu urządzeń mogłaby w przyszłości znacznie uprościć dalszą drogę w kierunku pełnej automatyzacji obiektów w głębi sieci SN.

7. Akcesoria

Urządzeniami dodatkowymi dostarczonymi do testowanych urządzeń były m. in. lampki optycznej sygnalizacji zadziałania wskaźnika zwarcia. Są to dość proste konstrukcje oparte na autorskich rozwiązaniach producentów sterowników, lub też produkty innych firm z branży energetycznej, dzięki którym możliwa staje się identyfikacja miejsca zakłócenia w sieci SN przez brygady pogotowia w przypadku, gdy z jakiegoś powodu zawiedzie komunikacja do SCADA. Omawiane lampki zbudowane są zazwyczaj z fragmentu plastikowej lub metalowej rurki zakończonej z jednej strony kloszem rozpraszającym światło oraz dwóch diod LED zasilanych napięciem 24V DC. Taka budowa sprawia, że spełniony zostaje warunek zapewnienia odporności na celowe lub przypadkowe zniszczenie oraz na korozję. Diody sygnalizują odpowiednio zwarcie doziemne kolorem zielonym natomiast zwarcie międzyfazowe barwą czerwoną. Z punktu widzenia innowego Stoen Operator wystarczająca jest sygnalizacja jednym kolorem, więc każde z oferowanych rozwiązań spełnia nasze wymagania w tej kwestii.

Kolejnym elementem niezbędnym do prawidłowego funkcjonowania wskaźników zwarcia jest antena GSM która umożliwia niezawodną łączność z systemem dyspozytorskim. Jest to często marginalizowany przez dostawców element i w konsekwencji dostarczana jest antena o niskich parametrach transmisyjnych. Doświadczenie innowego Stoen Operator uzyskane z eksploatacji istniejących wskaźników zwarcia oraz to uzyskane w procesie prekwalfikacji pokazują, że wskazane jest korzystanie z anten o jak największym zysku. Aktualnie obowiązujący standard SMART definiuje najniższą dopuszczalną wartość zysku anteny GSM na poziomie 2,2 dBi, co dla większości dostawców okazało się standardem i większość testowanych urządzeń posiadała anteny o takich parametrach. Na podstawie wspomnianych wcześniej doświadczeń uznaliśmy, że urządzenia z antenami o wyższych parametrach będą punktowane dodatkowo. Wynika to z faktu, że poziom sygnału GSM jest różny w zależności od lokalizacji oraz konstrukcji stacji transformatorowej w której umieszczony jest wskaźnik zwarcia i oscyluje od -59 dBm dla obiektów naziemnych zlokalizowanych w centrum miasta do -95 dBm dla stacji zlokalizowanych poniżej poziomu gruntu. Oczywiście jest fakt, że o poziomie sygnału GSM wpływającym na pewną i niezawodną komunikację wskaźników zwarcia z systemem dyspozytorskim nie decyduje jedynie konstrukcja anteny, ale także jej umiejscowienie, ukształtowanie terenu oraz gęstość zabudowy w danym miejscu. Nie mniej jest to jeden z czynników, który może redukować ilość zerwań łączności, jeżeli występują dość często. Aby uniknąć wspomnianych powyżej problemów ISO planuje w najbliższej przyszłości wykorzystanie modemów AMI do komunikacji na drodze wskaźnik/urządzenie SMART, a systemem SCADA. Rozwiązanie takie niesie ze sobą wiele korzyści takich jak obniżenie kosztów zakupu urządzeń, eliminacja konieczności stosowania dwóch kart SIM na tej samej stacji, a najważniejszym jest zapewnienie pewnej transmisji danych, jaką w chwili obecnej zapewnia infrastruktura obsługująca liczniki bilansujące stacji.

8. Podsumowanie

Poniżej zebrano najważniejsze wnioski wypracowane na łamach przeprowadzonych badań prekwalfikacyjnych.

- Należy stosować baterie akumulatorów w układach zasilania gwarantowanego, które będą przystosowane do szerokiego zakresu temperatury pracy – należy stosować układy 24V DC (2x12V DC).
- Zalecane jest stosowanie szaf z materiałów termoutwardzalnych – zapewniają niższą temperaturę wewnątrz przy ekspozycji na promienie słoneczne.
- Nie odnotowano różnicy w jakości działania urządzeń wykorzystujących cewki Rogowskiego lub klasycznych przekładników prądowych.
- Preferowane jest wykorzystanie aplikacji web, przynajmniej do podstawowej diagnostyki i konfiguracji – jest to duże ułatwienie z punktu widzenia służb eksploatacyjnych.
- Nie zidentyfikowano różnic w jakości działania urządzeń posiadających wbudowane i zewnętrzne moduły detekcji zwarć.
- Tylko 3 z 7 przebadanych urządzeń oferowało możliwość wykorzystania ich w szerszym zakresie niż tylko do sygnalizacji zwarć - urządzenia te są w stanie na tyle szybko przetwarzać informacje,

że mogą być wykorzystane do współpracy z aparatami takimi jak wyłączniki i rozłączniki w głębi sieci SN na potrzeby automatycznej rekonfiguracji sieci.

- Stosowanie anten o uzysku 2,2 dBi lub większym, zamontowanych na zewnątrz stacji z naciskiem na anteny kierunkowe zapewniające pewny poziom sygnału do niezawodnej łączności wskaźników zwarcia z systemem SCADA.
- Warto stosować uniwersalne sygnalizatory optyczne, które umożliwiają montaż zarówno na elewacji oraz na drzewach wejściowych stacji.
- W standardach dla urządzeń Smart Grid warto zdefiniować stałe listy sygnałów, które będą wzorcem do edycji w systemie SCADA – rozwiązanie takie ułatwia prace związane z dodawaniem nowych obiektów do systemu, a także ich późniejszą eksploatację.
- Odnotowano wiele przypadków, gdzie przeprowadzane przez nas próby nie potwierdzały deklaracji producentów urządzeń – jest to podstawowy argument przemawiający za koniecznością przeprowadzania we własnym zakresie badań przed dopuszczeniem do stosowania w sieci elektroenergetycznej.
- Obszar, którego dotyczą badania charakteryzuje się dużą dynamiką zmian cech i funkcjonalności oferowanych produktów, m.in. oferowane są nowe funkcjonalności. Po ponad roku obowiązywania standardu [1] widzimy potrzebę rewizji dokumentu i jego uzupełnienia – tak jak za pierwszym razem do współpracy zaproszeni zostaną dostawcy rozwiązań, bo jest to gwarancją określenia dobrych standardów na kolejne lata.
- Przy dużych dostawach wydaje się być zasadne, chociażby wybiórcze, sprawdzanie urządzeń pod kątem spełniania przez nie wymagań stawianych przez OSD.

Powyższe wnioski wydają się dowodzić, że konieczność realizacji badań prekwalityfikacyjnych jest ze wszech stron uzasadniona. Z pewnością dzięki realizacji zadań, jak te przez nas przeprowadzone, pozyskiwana jest ogromna wiedza, która jest podstawowym zasobem niezbędnym do efektywnego rozwoju sieci elektroenergetycznych przy zapewnieniu najwyższych standardów jakości dostarczanej energii. Korzyści z przeprowadzonych badań wydają się być obopólne, zarówno dla spółki dystrybucyjnej, jak i dostawcy rozwiązania. Ilość zidentyfikowanych zagadnień wydaje się być potwierdzeniem, że niezbędny jest transfer wiedzy i doświadczeń pomiędzy OSD, aby inwestowane przez nas ograniczone zasoby były alokowane możliwie jak najlepiej. Z pewnością należy powtórzyć, że jako lider niezawodności wśród polskich OSD jesteśmy w dalszym ciągu otwarci na dialog techniczny z innymi spółkami i dostawcami urządzeń - uważamy, że jest to najważniejszy kierunek skutecznej transformacji obecnych sieci do tych określanych mianem sieci inteligentnych.

Literatura

- [1] Standard dla urządzeń Smart Grid. Standard techniczny innogy Stoen Operator, NS/ST/2017/02.
- [2] Chołast K., Pawlicki B., Sienicki N., Sosnowski Ł., Wymagania techniczne dla sterowników telemechaniki w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych SN na przykładzie Warszawy, Wiadomości Elektrotechniczne, 3/2015.

