

## Kierunki rozwoju systemu FDIR oraz urządzeń z nim współpracujących wynikające z doświadczeń wdrożeniowych na 9 obszarach pilotażowych

### Directions of the development of the FDIR system and cooperating devices emerging from implementation experience on 9 pilot areas

Zbigniew Grzeszczuk, Marcin Ptaszyński

**Słowa kluczowe:** sieć SN, automatyzacja, SCADA, system FDIR

W artykule przedstawiono kierunki rozwoju systemu FDIR i urządzeń z nim współpracujących, instalowanych w głębi sieci SN, oparte na doświadczeniach zdobytych przy realizacji przez Mikronikę 7 pilotaży FDIR, obejmujących 9 obszarów sieci. Pilotaże obejmowały sieć napowietrzną oraz kablową z różnymi sposobami pracy punktu neutralnego, tzn. kompensowanych z AWSz, uziemionych przez rezystor oraz punktem izolowanym. Funkcjonalności zarówno od strony systemów IT, jak i urządzeń w głębi sieci były na bieżąco konsultowane z klientami końcowymi, tak aby spełniały ich oczekiwania.

**Keywords:**

The article presents directions of the development of the FDIR system and cooperating devices, installed in-depth of a MV network, based on experience gained by Mikronika during realization of 7 pilot implementations of the FDIR system, covering 9 network areas. Pilot implementations cover the overhead and cable network with various operation modes of the neutral point, i.e. compensated with automatic active component enforcement, grounded through a resistor and with an insulated point. Functionalities, both from IT systems and devices in the depth of a network, have been systematically consulted with final clients to meet their requirements and expectations.

Przez ponad 25 lat wdrażania systemów automatyki sieciowej (potocznie nazywanej „sterowaniem radiowym”) powstało wiele koncepcji automatyzacji sieci SN. Były one uwarunkowane w kolejnych latach istnieniem na rynku odpowiedniej aparatury łączeniowej, systemów bezprzewodowej łączności, systemów SCADA w poszczególnych koncernach energetycznych (a wcześniej zakładach energetycznych) oraz odpowiednich regulacji w energetyce (zwłaszcza po wejściu do Unii Europejskiej).

W kolejności funkcjonalnej, patrząc od strony urządzeń wykonawczych w sieci SN, było to:

- zwykle zdalne sterowanie łącznikami,
- sekcjonalizery – izolacja uszkodzonych odcinków sieci SN w przerwach beznapięciowych SPZ (reklozerów lub wyłączników w GPZ),
- reklozery – pełna automatyka w głębi sieci SN,

- wskaźniki przepływu prądów zwarciovych instalowane przy rozłącznikach napowietrznych i stacjach SN pracujące na podstawie pomiarów:

- pola magnetycznego,
- prądów fazowych (kryteria prądowe bezkierunkowe),
- prądów fazowych i napięć fazowych (kryteria prądowe i admitancyjne bezkierunkowe i kierunkowe),

- niezależna automatyka restytucyjna.

Od strony wykorzystania różnych systemów łączności:

- 1990–1995 – kanał otwarty 44 MHz (wykorzystanie kanału łączności rozmównej energetyki),
- 1995–2010 – Trunking DIGICOM 7 – w części lokalizacji działający do dzisiaj,
- 2004–2018 – GPRS/UMTS/LTE-APN,
- 2010–2018 – TETRA (w części koncernów energetycznych).

Od strony systemów nadzoru:

- system klasy SCADA,
- systemy FDIR zintegrowane z systemami SCADA,
- systemy FDIR niezależne od systemu SCADA.

Wszystkie wdrożenia firmy Mikronika były oparte na wypracowanych wspólnie z Klientami (koncerny energetyczne – interaktywna współpraca) pomysłami. Mikronika miała pewną ideę wykorzystującą śledzenie tendencji europejsko-światowych i wspólnie z naszymi Klientami analizowaliśmy, co można zrobić, aby poprawić skuteczność zarządzania siecią energetyczną SN.

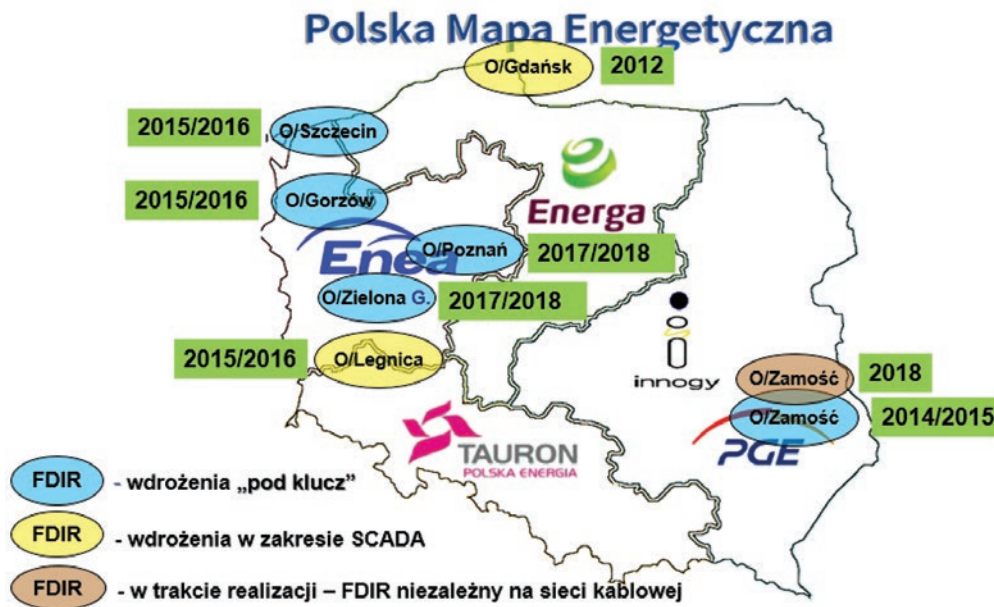
Największy postęp został zainicjowany wejściem Polski do UE i wprowadzeniem regulacji, które wyznaczyły m.in. wskaźniki SAIDI, SAIFI.

Na przestrzeni ostatnich 10 lat, patrząc z punktu widzenia Mikroniki, która jest dostawcą systemów automatyki dla ok. 50% rynku w Polsce oraz uwzględniając sugestie KE pozostała „na placu boju” system automatyki sieciowej FDIR zintegrowany z systemami centralnymi SCADA. Obecnie inne koncepcje są na etapie małych pojedynczych instalacji.

Na rys. 1 przedstawiono wdrożenia modułu FDIR zintegrowanego z systemem SCADA SYNDIS RV.

Etapy realizacji pilotaży są następujące:

- Rok 2012 – Energa Operator Oddział Gdańsk – jeden obszar pilotażowy – wdrożenie w zakresie funkcjonalności SCADA/FDIR – projekt „proof of concept”.
- Rok 2014/2015 – PGE Dystrybucja Oddział Zamość – jeden obszar pilotażowy – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz urządzeń sterujących w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Po raz pierwszy w Polsce wykorzystanie



Rys. 1. Wdrożenia modułu FDIR zrealizowane przez MIKRONIKĘ na terenie Polski  
Fig. 1. Implementation of the FDIR modules realized by Mikronika in Poland

rozłączników SN ze zintegrowanymi z nimi sensorami do pomiaru prądów i napięć (tzw. pełny układ pomiarowy), pozwalający zastosować kryteria prądowe i admitancyjne (bezkierunkowe i kierunkowe) we wskaźnikach przepływu prądów zwarciovych.

- Rok 2015/2016 – ENEA Operator Oddział Gorzów – dwa obszary pilotażowe – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz dostawy i montażu wszystkich urządzeń sterowniczo-łączyeniowych w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Powszechnie wykorzystywane rozłączniki SN ze zintegrowanymi z nim sensorami do pomiaru prądów i napięć.
- Rok 2015/2016 – ENEA Operator Oddział Szczecin – dwa obszary pilotażowe – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz dostawy i montażu wszystkich urządzeń sterowniczo-łączyeniowych w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Powszechnie wykorzystywane rozłączniki SN ze zintegrowanymi z nim sensorami do pomiaru prądów i napięć.
- Rok 2015/2016 – Tauron Dystrybucja Oddział Legnica – jeden obszar pilotażowy – wdrożenie w zakresie funkcjonalności SCADA/FDIR. Wykorzystanie istniejących urządzeń w głębi sieci bez ich modernizacji.
- Rok 2017/2018 – ENEA Operator Oddział Poznań – jeden obszar pilotażowy – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz urządzeń sterujących w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów).
- Rok 2017/2018 – ENEA Operator Oddział Zielona Góra – jeden obszar pilotażowy – wdrożenie „pod klucz” w zakresie całości systemu SCADA/FDIR oraz urządzeń sterujących w głębi sieci (pełna modernizacja obiektów). Zastąpienie części rozłączników w stacjach wewnątrzowych wyłącznikami wewnątrzowymi z pełną automatyzacją sieciową (umożliwienie wyłączenia części sieci bez konieczności wyłączania całego ciągu w GPZ).
- Rok 2018 – w trakcie realizacji – PGE Dystrybucja Oddział Zamość – jeden obszar pilotażowy – wdrożenie niezależnej automatyki FDIR na sieci kablowej.

Wszystkie ww. zrealizowane pilotaże zakończyły się fizycznymi próbami zwarciovymi w głębi sieci SN. Były to doziemienia niskooporowe i wysokooporowe wykonywane za pomocą dostarczonego przez Mikronikę przewoźnego reklozera lub wykonane w technologii PPN. Próby zwarciovie miały na celu sprawdzenie poprawności wyliczenia nastaw dla reklozerów i wskaźników przepływu prądów zwarciovych, zestopniowania zabezpieczeń na wyłącznikach (GPZ – reklozery) oraz sprawdzenia poprawności działania modułu FDIR (wyliczenie sekwencji sterowniczych izolujących uszkodzone fragmenty sieci oraz sekwencji sterowniczych przywracających zasilanie jak największej liczby odbiorców w czasie poniżej 3 minut). Wszystkie przeprowadzone

próby zakończyły się wynikiem pozytywnym, a czas rekonfiguracji sieci zawierał się w przedziale od 1 do 2 minut (dla modułu FDIR pracującego w trybie automat).

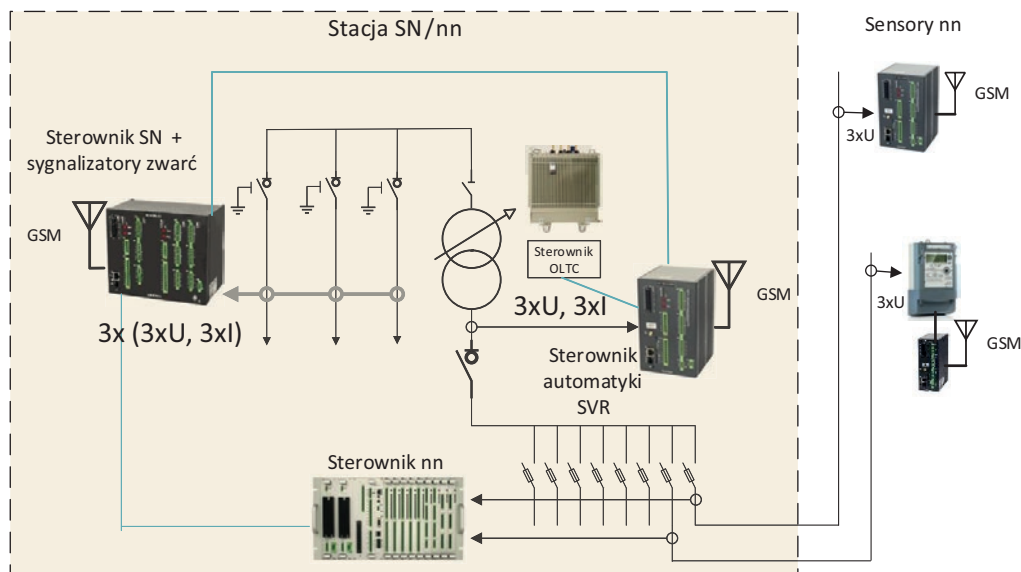
Decyzje o integracji automatyki FDIR z systemami centralnymi SCADA opierają się na doświadczeniach oraz na tym, że tylko system SCADA (zwłaszcza zintegrowany z modułami OMS i Prace Planowe) ma wszystkie niezbędne informacje do prowadzenia przełączeń w sieci.

Zapewnia to uwzględnienie w sekwencjach łączyeniowych, izolujących uszkodzone fragmenty sieci i przywracających zasilanie odbiorcom, takich informacji jak:

- aktualne i przyszłe prace planowe,
- prace na liniach (w tym w technologii PPN),
- uszkodzenia linii, urządzeń,
- rozmostkowania,
- zaniki łączności z obiektami,
- w każdej chwili możliwość ingerencji operatora w system (np. zatrzymanie),
- pełna syntetyczna kontrola nad tym, co wydarzyło się w sieci (raporty, dziennik zdarzeń, itp.).

Kierunek integracji systemów automatyki FDIR z systemem SCADA deklarują:

- ENEA Operator – system automatyki FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA – decyzja poparta pilotażami na 6 obszarach.
- TAURON Dystrybucja – system automatyki FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA (nie przekreśla to innych lokalnych niezależnych instalacji).
- ENERGA Operator – rozważa budowę/modernizację centralnego systemu SCADA w kierunku jednego systemu z zaawansowanymi funkcjami ADMS (w tym automatyki FDIR), FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA.
- Innogy STOEN – system automatyki FDIR ma być zintegrowany z systemem SCADA.



Rys. 2. Przykład kompleksowej automatyzacji stacji SN/nn  
 Fig. 2. Example of complex automation of a MV/LV substation

– PGE Dystrybucja – pojedyncze pilotaże FDIR w różnym zakresie funkcjonalności – brak jednoznacznej decyzji co do kierunku rozwoju.

Nasze doświadczenia na 9 obszarach zaowocowały tym, że system FDIR stał się przyjaźniejszy dla użytkownika. Nie jest to już tylko prosty „automat”, ale system ekspercki, który podpowiada i pomaga użytkownikowi w podjęciu właściwych działań, a także w syntetyczny sposób informuje o zmianach zachodzących w sieci.

Służą temu m.in. następujące funkcje:

- wskaźniki statusu systemu (specjalna ikona na niezakrywalnej belce),
- wizualizacja obszarów wyizolowanych (objętych uszkodzeniem) przez „miganie” linii na tym obszarze,
- system „wyjątków FDIR” umożliwiający bieżące modelowanie sieci. „Wyjątek FDIR” jest tzw. operacją schematową umożliwiającą wyłączenie wskazanego łącznika lub fragmentu linii z algorytmu rekonfiguracji (moduł FDIR nie bierze tych elementów pod uwagę przy obliczeniach),
- definicja kolejności przełączeń i zasilania kluczowych odbiorców,
- możliwość skonfigurowania próbnego łączenia (tzw. dodatkowy SPZ), który na liniach napowietrznych usuwa ok. 50–60% zakłóceń,
- odporność na bieżące zakłócenia, zaniki łączności, uszkodzenia urządzeń (odpowiednia eliminacja nieoperatywnych elementów),
- „dziennik zwarc” obrazujący wszystkie ostatnie zadziałania FDIR,
- raporty poglądowe i szczegółowe z zadziałania FDIR, łącznie z retrospekcją schematu sieci,
- praca w trybie automat/półautomat,
- możliwość dezaktywacji czasowej modułu FDIR na wybranych obszarach sieci,
- równoległa praca wielu modułów FDIR na zdefiniowanych obszarach.

Rozwój funkcjonalny systemu SCADA/FDIR był prowadzony równoległe ze zmianą technologii urządzeń sterowniczych instalowanych w głębi sieci SN. Urządzenia sterujące z kolei ewoluowa-

ły razem z pojawiającymi się na rynku aparatami łączeniowymi. Współpraca z producentami aparatury łączeniowej zaowocowała opracowaniem i wdrożeniem (na wszystkich powyższych obszarach pilotażowych) pierwszego polskiego wyłącznika napowietrznego (reklozer) typu THO-RC27 produkcji ZPUE, do obsługi którego wykorzystywany jest sterownik SO-54SR-111-REK-1.4 produkcji Mikronika. Jest to wspólny certyfikowany produkt firm ZPUE i Mikronika.

Rozwój rozłączników napowietrznych SN oraz wyposażenie ich w zintegrowane sensory prądowo-napięciowe, umożliwiające zastosowanie kryteriów admitancyjnych w sieci kompensowanej, zaowocował powstaniem urzą-

żeń serii SO-54SR-3xx/4xx/5xx do obsługi tych rozłączników. Są to sterowniki ze zintegrowanymi wskaźnikami przepływu prądów zwarciovych oraz zintegrowanymi modemami LTE. Służą one również do obsługi pól rozłącznikowych rozdzielnic SN w stacjach. Dostosowane są do różnego rodzaju sensorów napięciowo-prądowych oferowanych aktualnie na polskim rynku.

Dokładny opis urządzeń znajduje się w innym artykule „Zabezpieczenia firmy Mikronika serii SO-54SR-xxx do zastosowań w liniach SN (reklozery, stacje SN/nn, rozłączniki napowietrzne, itp.)”. Rozwijając funkcjonalności urządzeń automatyki sieciowej firma Mikronika opracowała również rozwiązania do sterowania podobciążeniowym przełącznikiem zacze- pów dla transformatora SN/nn. Sterowanie przełącznikiem zacze- pów może odbywać się z wykorzystaniem dwóch algorytmów: SVR (Smart Voltage Regulation – kryterium napięciowe) oraz FBVR (Frequency Based Voltage Regulation – kryterium częstotliwościowe). Celem takiej regulacji jest utrzymanie wymaganych parametrów energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców.

Na rys. 2 pokazano kompleksową automatykę stacji SN/nn z podobciążeniową regulacją napięcia (wariant SVR). Do regulacji napięcia po stronie nn stosowany jest transformator SN/nn z podobciążeniową regulacją zacze- pów. Sterownik automatyki SVR, umieszczony w szafce automatyki, realizuje m.in. algorytmy regulacji na podstawie zmierzonych sygnałów pochodzących bezpośrednio z transformatora oraz z tzw. sensorów umieszczonych w głębi sieci nn (np. u odbiorców końcowych). Typowy sensor to sterownik pomiarowy z zabudowanym modułem komunikacyjnym GSM. Obecnie trwają prace testowe nad wykorzystaniem liczników energii elektrycznej jako sensorów napięcia przez podłączenie do nich specjalnych modemów GSM. Oprócz sterowania podobciążeniowym przełącznikiem zacze- pów w stacji zainstalowany jest również sterownik przeznaczony do nadzoru pól SN ze zintegrowanymi wskaźnikami przepływu prądu oraz sterownik do nadzoru obwodów nn (pomiar prądów we wszystkich obwodach i napięcia na szynach).

Ostatnie doświadczenia z pilotaży wskazują na potrzeby rozwiązania kilku kluczowych problemów związanych głównie z wyliczeniem nastaw dla urządzeń w głębi sieci. Wszystkie powyższe urządzenia (reklozery, wskaźniki przepływu prądów zwarciovych) są urządzeniami klasy zabezpieczeniowej i do prawidłowego działania wymagają skonfigurowania w nich odpowiednich banków nastaw oraz ich przełączania w czasie zmiany układu pracy sieci. Z czasem przy modernizacji linii (np. kablowanie linii napowietrznych) banki te wymagają ponownego przeliczenia i uaktualnienia. Zmiana układu pracy sieci związana z prowadzeniem np. prac planowych również wymaga przełączania banków nastaw. Z analizy wynika, że urządzeń tego typu w kolejnych latach będzie przybywać i na poziomie koncernu energetycznego może być ich kilka tysięcy. Wyliczenie nastaw i ich sprawna modyfikacja dla tak dużej liczby reklozerów i wskaźników przepływu prądów zwarciovych będzie wymagać ciągłej analizy sieci i przekierowania do tego znacznych zasobów ludzkich.

Widząc powyższe problemy i rozmawiając o nich z naszymi Klientami, podjęliśmy działania, aby te problemy zminimalizować od strony eksploatacyjnej. Wymaga to jednak zmiany klasycznego podejścia do zabezpieczeń, które wykorzystuje kilka banków nastaw.

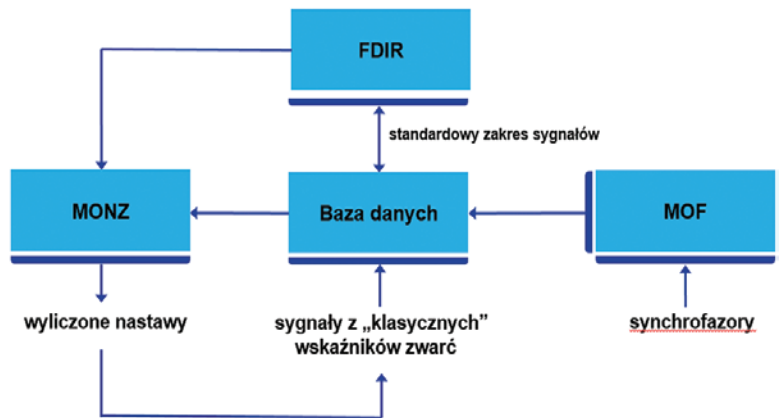
Prace rozwojowe w tym zakresie prowadzone są wspólnie z koncernami energetycznymi w dwóch kierunkach:

- Dynamiczne wyliczanie nastaw z układu rzeczywistego sieci w oparciu na jej modelu CIM oraz zawarte w nim parametry sieci SN. Wyliczanie będzie się odbywać przez moduł obliczania nastaw zabezpieczeń (MONZ) każdorazowo po zmianie topologii sieci, a nowe wyliczone nastawy przesyłane będą drogą radiową do urządzeń w głębi sieci. Urządzenia te po otrzymaniu nowych parametrów zrekonfigurują się w sposób automatyczny. Koncepcję tą rozpoczęliśmy już realizować wspólnie z Tauron Dystrybucja w ramach projektu finansowanego przez Unię Europejską.

- Zastosowanie technologii synchronofazorów wyznaczanych na podstawie mierzonych sygnałów pochodzących z sieci SN. Prace te zostały poprzedzone wielomiesięcznymi analizami i testami na podstawie danych z rzeczywistych obiektów. Analiza synchronofazorów z danego obszaru sieci umożliwia wykrywanie awarii ze skutecznością porównywalną do obecnie funkcjonującego rozwiązania z nastawianymi kryteriami zabezpieczeniowymi w reklozerach i wskaźnikach zwarć. Przewagą opisywanego podejścia jest wyeliminowanie potrzeby stosowania kryteriów ziemnozwarciowych w większości urządzeń pracujących w głębi sieci. Na wyznaczonym obszarze wszystkie obiekty mające sensory prądowo-napięciowe zostaną dodatkowo wyposażone w odbiorniki GPS do synchronizacji czasu z dokładnością 1  $\mu$ s. Synchronizacja na tym poziomie jest niezbędna do precyzyjnego wyznaczenia synchronofazorów, których dalsze przetwarzanie pozwoli na poprawne wykrycie awarii występującej w badanym obszarze. Analizę wyznaczonych synchronofazorów przeprowadzać będzie niezależny moduł obliczeniowy (MOF) zintegrowany z systemem FDIR i SCADA.

Na rys. 3 przedstawiono sposób współpracy modułów obliczeniowych w systemie SYNDIS RV, uwzględniającym dwa powyższe kierunki rozwoju.

Całość koncepcji opiera się na tym, że już eksploatowany i sprawdzony produkcyjnie (od kilku lat) moduł FDIR jest niezmienny,



Rys. 3. Współpraca modułów obliczeniowych w systemie SCADA SYNDIS RV  
Fig. 3. Cooperation of calculation modules in the SCADA SYNDIS RV system

a jedynie instalowane są dodatkowe moduły, które będą współpracować z modułem FDIR, wymieniając dane przez wspólną bazę danych. Pozwala to na wdrożenie i testowanie nowych rozwiązań i technologii, bez potrzeby natychmiastowej modernizacji już działających z FDIR-em urządzeń w głębi sieci.

Dalszy rozwój systemu SYNDIS/FDIR jest ściśle związany z uruchomieniem modułów obliczeniowych związanych z estymacją obciążeń, rozplywami, obliczeniami zwarciovymi, czy też optymalizacją punktów podziału:

- algorytm FDIR wyznaczający sekwencję może zostać wykorzystany do optymalnego przygotowania miejsca pracy,
- zastosowanie algorytmów power shedding – czyli strategia częściowego ograniczenia obciążenia podczas rekonfiguracji, jeśli parametry sieci nie pozwalają na przywrócenie zasilania w pełnym zakresie.

### Podsumowanie

Ciągle wzrastające wymagania dotyczące niezawodności i ciągłości w dostawie energii elektrycznej powodują nieustanny rozwój urządzeń instalowanych w głębi sieci SN oraz systemów informatycznych zarządzających nimi. Aby sprostać oczekiwaniom koncernów energetycznych oraz zmieniającym się regulacjom prawnym, należy na bieżąco śledzić trendy rozwojowe w krajach rozwiniętych technologicznie. Wypracowane na zachodzie Unii Europejskiej kierunki rozwoju, zwykle w ciągu kolejnych 2–3 lat docierają do Polski. Na takie zmiany należy się odpowiednio przygotować. Mikronika uczestnicząc w wielu spotkaniach branżowych (np. targach energetycznych, konferencjach) zarówno w kraju, jak i za granicą, prezentuje i oferuje rozwiązania spełniające najnowsze normy dotyczące urządzeń jak i systemów IT. Prowadzi również prace badawczo-rozwojowe i w wielu przypadkach jest pionierem, wdrażając innowacyjne rozwiązania na rynku polskim. Rozwój ten jest możliwy dzięki współpracy z naszymi partnerami z różnych koncernów energetycznych. Dzięki nim, mając dostęp do wielu obszarów sieci SN, realizujemy prace rozwojowe oraz przeprowadzamy testy na rzeczywistej sieci elektroenergetycznej, która różni się od wyidealizowanej sieci zasymulowanej w laboratorium. Takie podejście daje pewność, że zastosowane rozwiązania działają poprawnie nie tylko w laboratorium, ale przede wszystkim w rzeczywistych warunkach.