Marek Szadkowski, Andrzej Warachim

Przekształcanie istniejących sieci SN w sieci typu Smart

Convertion of today's MV power grids into the "Smart Grid" ones

Rozwój elektroenergetyki rozpoczął się pod koniec XIX w. Początkowo źródła energii elektrycznej stanowiły małe elektrownie, o mocy od kilku do kilkudziesięciu kilowatów. Jednocześnie pojawiły się instalacje, które obecnie nazywamy sieciami elektroenergetycznymi, których zadaniem było dostarczenie energii elektrycznej od jednostki wytwórczej do niewielkiej liczby odbiorców. Tak prosta funkcjonalność sieci elektroenergetycznych komplikowała się w miarę zwiększania mocy produkowanej, przesyłanej i rozdzielanej. Pojedyncze sieci łączono w układy, przy pomocy różnego rodzaju stacji elektroenergetycznych i w ten sposób pojawiły się pierwsze systemy elektroenergetyczne. Początkowo większość takich systemów pracowała niezależnie od siebie. Obecnie próbuje się tworzyć koncepcje powrotu do takich niezależnych systemów, obsługiwanych przez lokalne rozproszone źródła energii oraz OZE (Odnawialne Źródła Energii). Wszystkie rozwinięte kraje pokryte są sieciami elektroenergetycznymi, połączonymi razem z elektrowniami i stacjami elektroenergetycznymi w krajowe i międzynarodowe systemy elektroenergetyczne. Każdy system zawiera sieci i stacje wysokich i najwyższych napięć (przesyłowe), sieci i stacje wysokich i średnich napięć (dystrybucyjne) oraz sieci i rozdzielnie niskich napięć (odbiorcze).

Na zmiany systemu energetycznego wpływ mają, oprócz zmieniającego się zapotrzebowania na energię elektryczną, rozwój technologiczny jednostek wytwórczych, materiałów, aparatury i urządzeń energetycznych, zabezpieczeń oraz systemów sterowania i kontroli itp. Oczywiście, w jednym zdaniu nie sposób wymienić wszystkich wynalazków i udogodnień, które na przestrzeni lat przyczyniały się do poprawy funkcjonalności, niezawodności, elastyczności czy wreszcie bezpieczeństwa sieci, w tym sieci średniego napięcia.

W najbliższych latach takim czynnikiem, powodującym kolejną zmianę funkcjonalności, niezawodności, elastyczności, bezpieczeństwa i decentralizacji sieci SN będzie prawdopodobnie (ten proces już trwa) wyposażanie różnych urządzeń zainstalowanych w sieciach i stacjach rozdzielczych w programowalne układy elektroniczne (mikroprocesory) zdolne do wymiany informacji między sobą oraz inicjowania różnych działań, w zależności od rodzaju warunków roboczych (właściwych, niewłaściwych, zakłóceniowych) napięciowych i prądowych. Takie sieci określane są jako „sieci inteligentne" (z ang. Smart Grid). Według *Małego Słownika Języka Polskiego* inteligentny to „człowiek obdarzony inteligencją; rozumny, zdolny, bystry, pojętny". Cecha ta dotyczy tylko człowieka obdarzonego rozumem (rozumny). Czy jakakolwiek sieć energetyczna posiada rozum? Może posiadać jedynie jego namiastkę w postaci np. sterowników programowalnych. Zatem wg definicji MSJP sieć nie może być inteligenta. Jednocześnie, to samo źródło określa inteligencję jako „zdolność rozumienia sytuacji i znajdowania na nie właściwych, celowych reakcji, zdolność rozumienia w ogóle; bystrość, pojętność." Wg *Encyklopedii Powszechnej PWN* inteligencja to „swoisty zespół zdolności umysłowych umożliwiających jednostce sprawne korzystanie z nabytej wiedzy oraz skuteczne zachowanie się wobec nowych zadań i warunków życia", wg *Wikipedii* inteligencja to „zdolność do postrzegania, analizy i adaptacji do zmian otoczenia; zdolność rozumienia, uczenia się oraz wykorzystywania posiadanej wiedzy i umiejętności w sytuacjach nowych; cecha umysłu warunkująca sprawność czynności poznawczych, takich jak myślenie, reagowanie, rozwiązywanie problemów".

Trudno jest dopasować którąkolwiek z tych definicji do sieci elektroenergetycznych. Obdarzanie ich inteligencją nie ma zatem żadnego uzasadnienia. O ile „grid" może oznaczać sieć elektroenergetyczną, to „smart" znaczy: sprytny, elegancki, mądry, silny, przemądrzały, błyskotliwy, rozgarnięty, zręczny, wytworny, dowcipny, ostry, ale nie inteligentny. Skąd w Polsce nagle tyle inteligentnych instalacji, sieci, całych domów i innych obiektów, samochodów, lodówek, a nawet odkurzaczy i innych urządzeń? Autorzy pozostawiają to pytanie bez odpowiedzi. Skoro sieci nie są inteligentne, to jak określić sieci wyposażone w urządzenia z mikroprocesorami zdolnymi do wymiany informacji między sobą oraz inicjowania różnych działań, w zależności od sygnałów przekazywanych przez sensory (czujniki)? Trudno na to pytanie odpowiedzieć. Może „sieci zinformatyzowane" lub po prostu bez tłumaczenia właściwe będzie „sieci typu smart".

Sieci SN typu smart

Zadaniem sieci elektroenergetycznej jest dostarczanie energii od wytwórcy do odbiorcy. Pojawienie się rozproszonych źródeł energii elektrycznej, a w szczególności OZE, spowodowało konieczność przyłączania ich do sieci SN i nn. Pojawił się także na rynku energetycznym nowy podmiot określany mianem „prosumenta" (producent-konsument), jednocześnie wytwarzającego energię elektryczną, zużywającego jej część na swoje potrzeby, odprowadzającego nadwyżkę do systemu elektroenergetycznego. Te dwa czynniki oraz konieczność: monitorowania wytwarzanej energii (szczególnie przez OZE), monitorowania dystrybucji tej energii, usprawnienie zarządzania operacyjnego siecią SN i zapewnienia niezawodności dostaw energii, zarządzania rynkiem energii, polepszenie jakości obsługi klienta oraz wprowadzenie nowych usług dla klientów końcowych spowodowały

ewolucję tradycyjnego modelu sieci SN w sieci typu smart. Czynnikiem sprzyjającym jest intensywny rozwój technologii informatycznych, sieci internetowych i komunikacji bezprzewodowej (np. Wi-Wi, GPRS, GSM itp.), czyli nieskrępowany rozwój wymiany informacji przez dowolną ilość użytkowników Internetu i telefonii komórkowej. Wystarczyło zatem połączyć sieci dystrybucji energii z odpowiednimi technologiami teleinformatycznymi, aby powstały koncepcje zinformatyzowanych sieci elektroenergetycznych nowej generacji, czyli sieci typu smart. Z założenia, w sieciach takich:

- optymalizuje się zarządzanie majątkiem i zwiększa efektywność eksploatacyjną,
- poprawia jakość dostaw energii elektrycznej,
- wprowadza zdolność sieci do rekonfiguracji i samonaprawialności,
- wprowadza możliwość zasilania odbiorów w przypadku zaburzeń w sieci zasilającej poprzez możliwość pracy wyspowej,
- uodpornia sieć na ataki w obszarze fizykalnym i cyberprzestrzeni,
- umożliwia wprowadzenia nowych rynków, usług i produktów,
- umożliwia kontrolę i sterowanie produkcją energii elektrycznej,
- pozwala na monitorowanie pracy systemu w czasie rzeczywistym,
- jednakowo uwzględnia się wszystkie podmioty w zakresie generacji, magazynowania i sterowalnego użytkowania energii,
- umożliwia odbiorcom energii aktywne uczestnictwo w rynku energii itd.

Zatem sieć typu smart lub jej element [1] może być zdefiniowana jako dowolne urządzenia lub instalacje, stosowane zarówno w systemie przesyłu i dystrybucji:

- zapewniające cyfrową, dwukierunkową komunikację, realizowaną w czasie rzeczywistym lub zbliżonym do czasu rzeczywistego,
- umożliwiające interaktywne i „inteligentne" monitorowanie i zarządzanie procesem wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i odbioru energii elektrycznej;
- integrujące zachowania i działania wszystkich podłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców oraz podmiotów łączących oba rodzaje aktywności w systemie – „prosumentów"; w celu zapewnienia efektywnego ekonomicznie, zrównoważonego systemu elektroenergetycznego charakteryzującego się niewielkimi stratami, wysoką jakością i bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwem obsługi.

Powyższe określenie wiąże sieci energetyczne typu smart z wyzwaniami, jakie stawiane są Krajowemu Systemowi Energetycznemu KSE zarówno w aspekcie polityki energetycznej kraju [2-4], aktów prawnych i działań legislacyjnych [5,6] w kraju, powiązanych ze standaryzacją i typizacją urządzeń [7-9], oraz stosownych regulacji Unii Europejskiej [10-20].

Tradycyjne sieci SN (łącznie z rozdzielnicami) [21-25], wyposaża się od lat w rozbudowaną infrastrukturę teleinformatyczną z wykorzystaniem urządzeń do pomiaru, obróbki, przekazywania, analizy, gromadzenia itd. różnego rodzaju sygnałów i danych związanych z parametrami prądu i napięcia. Wiele nowych technologii jest ciągle na etapie badań. Trwa wdrożenie elementów Smart Grid [26] w *Energa Operator S.A.* na Półwyspie Helskim. Jest to jedno z największych wdrożeń prowadzonych w Europie Środowej i Wschodniej, stanowi źródło ważnych doświadczeń dla całego sektora dystrybucji energii w Polsce. Głównym celem tego projektu jest sprawdzenie jego podstawowych elementów i wypracowanie koncepcji realizacyjnej podobnych projektów w skali *Energa - Operator SA.* Przyjęto, że zakres projektu powinien dotyczyć sieci średniego i niskiego napięcia. Sprawdzeniu – poprzez praktyczną realizację – podlegają takie elementy projektu, jak:

- zbudowanie systemu informatycznego zintegrowany ze SCADA z centralną serwerownią na poziomie Regionalnej Dystrybucji Ruchu,
- zbudowanie infrastruktury teleinformatycznej,
- wyposażenie sieci SN i nn w automatykę, sterowanie i pomiary,
- instalacja w sieci nn OZE typu ogniwa fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe [27], a także pompy ciepła,
- zaprojektowanie i budowa oświetlenia ulicznego typu smart,
- budowa stacji ładowania samochodów elektrycznych typu smart.

Doświadczenia zdobyte w czasie realizacji projektu na Półwyspie Helskim przyczynią się do modyfikacji filozofii projektowania i modernizacji sieci i rozdzielni SN. Projektanci będą musieli stawić czoła nowym wyzwaniom.

Projektowanie nowych i modernizacja istniejących sieci i rozdzielni SN z uwzględnieniem infrastruktury teleinformatycznej

W układach do rozdziału energii elektrycznej (np. sieciach i stacjach rozdzielczych SN) można wyróżnić:

- obwody główne,
- obwody pomocnicze.

W obwodach głównych następuje rozdział energii, zaś obwody pomocnicze spełniają szereg funkcji związanych ze sterowaniem, sygnalizacją i zabezpieczeniem pracy urządzeń wchodzących w skład obwodów głównych.

Przy doborze urządzeń projektant musi uwzględniać, że są one poddane oddziaływaniom związanym z przepływającą przez nie energią elektryczną oraz oddziaływaniu warunków środowiskowych, w których są zainstalowane. Przy doborze urządzeń rozdzielczych zachodzi ponadto konieczność uwzględnienia szeregu dodatkowych czynników, związanych np. ze standaryzacją i typizacją urządzeń elektrycznych, unifikacją elementów urządzenia rozdzielczego, a także z przystosowaniem przyrządów rozdzielczych do warunków, w jakich będą pracować w ciągu całego przewidzianego okresu eksploatacji. Rozwój systemu elektroenergetycznego prowadzi do zmiany warunków pracy urządzeń rozdzielczych (np. mocy zwarciowej w miejscu ich zainstalowania). Względy ekonomiczne wymagają uwzględnienia przewidywanej zmiany warunków w miejscu zainstalowania przyrządu już w trakcie projektowania urządzeń rozdzielczych, aby uniknąć konieczności przedwczesnej wymiany urządzenia lub przerw w pracy, w wyniku niedostosowania urządzenia do warunków w miejscu jego zainstalowania. Prawidłowe uwzględnienie wymienionych czynników, przy doborze urządzeń rozdzielczych, wymaga od projektan-

ta nie tylko wiedzy teoretycznej o zjawiskach zachodzących w urządzeniach elektrycznych i środowisku, ale także doświadczenia technicznego. W nadchodzącym czasie od projektanta będzie się dodatkowo wymagać umiejętności doboru urządzeń (przede wszystkim łączników) ze względu na możliwość współpracy z systemem teleinformatycznym.

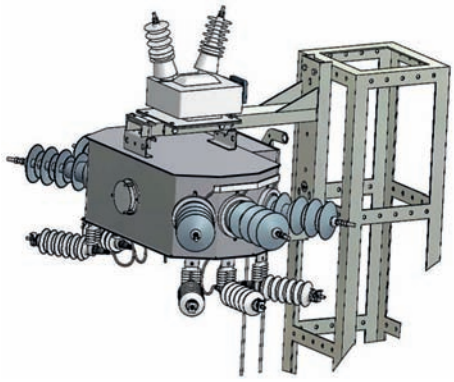
W przypadku nowo projektowanych sieci i stacji sprawa wydaje się oczywista – w procesie projektowania należy już teraz uwzględniać dobór urządzeń wyposażonych w aparaturę mogącą współpracować z systemem teleinformatycznym. Inaczej rzecz wygląda w przypadku sieci i stacji już istniejących. Najbardziej oczywiste wydaje się doposażenie istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej w sensory, mierniki typu smart i inne elementy infrastruktury teleinformatycznej. Takie podejście może jednak generować znaczne koszty. O ile koszty elementów teleinformatycznych mogą nie być wysokie, o tyle koszty dostosowania tych elementów do współpracy z elementami istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej mogą okazać się bardzo wysokie, zakładając, że taka integracja będzie możliwa. Bardziej rozsądne wydaje się rozwiązanie polegające na wymianie niektórych elementów sieci i stacji na nowe, wyposażone w moduły zdolne do współpracy z systemem teleinformatycznym. Takimi elementami są niewątpliwie wyłączniki, rozłączniki i odłączniki. W takim przypadku można – uwzględniając możliwość reakcji sieci na różne zjawiska towarzyszące jej eksploatacji – zastanowić się nad zmianą infrastruktury sieciowej i np. zastąpić część wyłączników tańszymi rozłącznikami. O ile w tradycyjnych sieciach nie zawsze było to możliwe, o tyle w sieciach typu smart staje się to bardzo realne.

Operatorzy Sieci Dystrybucyjnej instalują w sieciach SN punkty rozłącznikowe sterowane radiowo, z założeniem zdalnego nadzoru nad siecią napowietrzną średnich napięć. Automatyzacja procesów łączeniowych polega na wykorzystaniu możliwości technicznych rozłączników, informacji o przepływie prądów zwarciowych oraz zaniku napięcia na linii.

Na podstawie prostego algorytmu, w zależności od spełnienia warunków, ciąg przesyłowy energii elektrycznej może zostać wyłączony lub przełączony automatycznie lub zdalnie.

Praca w ośrodku dyspozytorskim wspomagana jest sygnałami (informacjami) od zainstalowanych w głębi sieci odłączników i rozłączników wyposażonych w napędy elektryczne sterowane przy pomocy fal radiowych, co daje możliwość telemechanizacji procesów łączeniowych przy lokalizacji uszkodzeń i zmianach konfiguracji sieci. Jest to niewątpliwie efektywny sposób usprawnienia eksploatacji sieci SN i jednocześnie jest to pierwszy krok na drodze przekształcania tradycyjnych sieci w sieci typu smart. Docelowo jednak należy dążyć do automatyzacji takich procesów, co pozwali dużo lepiej wykorzystać możliwości sprzętowe, zarówno w zakresie telemechaniki, jak i parametrów łączeniowych stosowanych urządzeń. Dobrym pomysłem jest wykorzystanie zdalnie sterowanych rozłączników wyposażonych np. w system lokalizacji zwarcia do wyłączania lub przełączania ciągów przesyłowych w trakcie przerwy beznapięciowej SPZ w liniach napowietrznych średnich napięć. Oczywiście rozłączniki takie mogą być wyposażane także w inne systemy. Możliwości tutaj może być wiele.

Przykładem rozłącznika, który można w takim przypadku uwzględnić jest rozłącznik typu INEXT (firmy Inael) w izolacji stanowi SF_6.



Rys. 1. Rozłącznik typu INEXT

Rys. 2. Słup linii SN z zainstalowanym rozłącznkiem INEXT

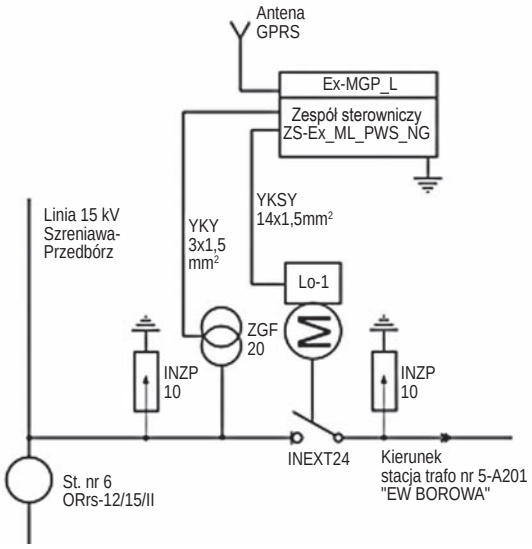
Budowa zamknięta i izolacja wewnętrzna w postaci gazu SF_6 sprawiają, że urządzenie jest niewrażliwe na jakiekolwiek niekorzystne warunki klimatyczne lub środowiskowe, takie jak: szadź, oblodzenie, wiatr, deszcz, ptactwo lub zanieczyszczenia przemysłowe. Poprawa bezpieczeństwa obsługi jest oczywista [28]. Rozłączniki INEXT instaluje się na słupach [29-32] linii napowietrznych średniego napięcia w pozycji poziomej za pomocą stalowych konstrukcji wsporczych. Ich działanie może być realizowane zarówno poprzez napędy elektryczne jak i poprzez napędy ręczne. W przypadku napędu elektrycznego można wykorzystać napęd, który może być umieszczony bezpośrednio w rozłączniku, jak również napęd zamontowany na dole słupa. Do manewrowania rozłącznikiem można oczywiście wykorzystać także unikatowe napędy ręczne. Rozłącznik jest wyposażony w optyczny wskaźnik położenia, jak również ma zamontowane styki pomocnicze do odwzorowania stanu położenia w przypadku pracy z układem telemechaniki. Dźwignie napędów ręcznych w sposób wyraźny odwzorowują pozycję otwarcia lub zamknięcia rozłącznika. Napędy ręczne można blokować w pozycji zamknij jak i otwórz oraz zabezpieczyć je przed przypadkowym manewrowaniem.

Przy wykorzystaniu napędów elektrycznych rozłącznik INEXT może być zastosowany do różnego rodzaju układów telemechaniki, w tym układów telemechaniki z zabezpieczeniami cyfrowymi wykorzystującymi przekładniki prądowe zamontowane na izolatorach przepustowych rozłącznika. Rozłącznik ten posiada układ izolacyjny przystosowany do napięć znamionowych

U_r = 24 lub 36 kV oraz tory prądowe na prądy znamionowe ciągłe I_r = 400 lub 630 A. Konstrukcyjnie może być przystosowany do podłączenia różnego rodzaju typu linii:

- „AA": wejście i wyjście przeznaczone do linii powietrznej,
- „AS": przeznaczone do wejścia z linii powietrznej i wyjścia linii kablowej,
- „SS": przeznaczone do wejścia i wyjścia linii kablowej.

Konstrukcja rozłącznika INEXT pozwala w łatwy sposób wyposażyć go w napęd elektryczny, który można zamontować na dole słupa lub wewnątrz rozłącznika. Taki napęd zasilany jest z akumulatora umieszczonego w skrzynce telemechaniki. Akumulator może być ładowany bezpośrednio poprzez panel słoneczny lub poprzez zasilanie z niskiego napięcia (230 V). Napięcie zasilania można uzyskać z pobliskiego źródła lub poprzez bezpośrednią transformację z linii średniego napięcia. W przypadku transformacji napięcia średniego na niskie zasilić można więcej napędów silnikowych zainstalowanych w pobliżu, jeśli tylko możliwe jest wykonanie odpowiednich połączeń pomiędzy nimi.

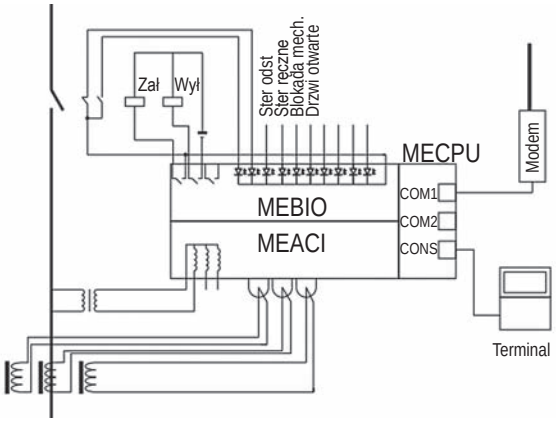


Rys. 3. Integracja układu sterowania rozłącznik INEXT z siecią dystrybucyjną PGE

Rozłącznik INEXT wyposażony w napęd silnikowy jest przeznaczony do współpracy z układami telemechaniki, co powoduje, że jest to jeden z elementów umożliwiających przekształcanie tradycyjnych sieci SN w sieci typu smart. Istotny jest fakt, że konstruktorzy tego rozłącznika dali klientowi możliwość łatwej integracji systemów komunikacyjnych z istniejącą infrastrukturą techniczną oraz są w stanie dostarczyć elastyczny system, który akceptuje szeroki zakres protokołów komunikacyjnych. Komunikacja, której przykład praktycznego zastosowania w sieci dystrybucyjnej *PGE Dystrybucja* zilustrowano na rysunku oraz zdalne sterowanie mogą być bowiem realizowane poprzez:

- podłączenie bezpośrednie przewodami sterowania i sygnalizacji z urządzenia zewnętrznego,
- podłączenia do portu RS485, odpowiednim przewodem o długości do 2 km,
- moduł GSM, przy możliwości połączenia przewodami do tego modułu innych urządzeń znajdujących się w pobliżu,
- drogę radiową, zgodnie z protokołem ustalonym przez klienta.

Rys. 4. Sterownik PANDA



Rys. 5. Schemat połączeń sterownika PANDA

Istotnym elementem rozwiązania typu smart jest wybór sterownika programowalnego. Interesujące rozwiązanie stanowi Sterownik PANDA [33] przeznaczony do kontroli małych obiektów przemysłowych i energetycznych. Sterownik komunikuje się z systemami nadrzędnymi za pomocą protokołu DNP3. Jest wyposażony w interface RS232, RS 485, sterownik może łączyć się z urządzeniami zewnętrznymi. Możliwość współpracy z modemem GSM pozwala na samodzielną pracę w terenie i ciągły nadzór nad obiektem. Interface RS 485 pozwala na pracę w układzie gwiazdy, magistrali lub mieszanym. Zaletą sterownika jest prostota konfiguracji i szybkie uruchomienie. Przyjazne oprogramowanie konfiguracyjne i prostota obsługi są atutem dla służb nadzorujących pracę urządzeń w terenie. Domyślne ustawienia pozwalają na łatwe i szybkie dołączanie dodatkowych sygnałów. Dodawanie dodatkowych modułów pozwala na bezproblemowe rozszerzanie sterownika w miarę potrzeb i rozwoju obiektu. Możliwość rozbudowy poprzez łączenie na magistrali powoduje łatwe uruchomienie telemechaniki rozproszonej, co pozwala zaoszczędzić czas i ograniczyć koszty związane z ciągnięciem okablowania. Dzięki swoim zaletom stanowi idealne rozwiązanie typu smart dla sieci napowietrznych i kablowych SN w dystrybucji energii elektrycznej.

Podsumowanie

Proces przekształcania tradycyjnych sieci elektroenergetycznych w sieci typu smart trwa. Wydaje się, że jest to proces nieodwracalny, podobnie jak proces informatyzacji społeczeństw, który rozpoczął się 30 - 40 lat temu. Budowa Smart Grid będzie procesem długotrwałym i kosztownym, który może być zorientowany na różne funkcjonalności i realizowany w zróżni-

cowanej skali, ze zróżnicowaną dynamiką. Kluczowe znaczenie dla realizacji Smart Grid będzie miała niezawodna i szybka sieć wymiany informacji, dzięki czemu możliwe będzie realizowanie celów stawianych Smart Grid. Jednak, aby to się stało, muszą być podejmowane działania związanie z budową nowych i modernizacją istniejących sieci dystrybucyjnych SN. Nowa i modernizowana infrastruktura tych sieci musi być dostosowana do wymagań Smart Grid. Sama „inteligencja" nie wystarczy, konieczna jest zdolność do realizacji działań w systemie.

Zbliżające się 27. Międzynarodowe Energetyczne Targi Bielskie *ENERGETAB 2014* [34] są okazją do zapoznania się z praktycznymi rozwiązaniami sieci typu smart. Zaprezentowane rozwiązania przykładowe stanowić będą element ekspozycji targowej firm: *Technitel Polska S.A*. [33] – Pawilon U, Stoisko 51; *Zakład Obsługi Energetyki Sp. z o.o*. [32] – Pawilon T, stoisko 33. Praktyczne rozwiązania konstrukcyjne rozłącznikowe i wyłącznikowe sieci napowietrznych SN typu smart zostaną zaprezentowane na zewnątrz – Sektor L6, stanowisko 6a.

Autorzy, zachęcając do zapoznania się tymi rozwiązaniami, składają podziękowania Zarządom i Pracownikom obu wymienionych firm za pomoc w opracowaniu niniejszej publikacji. Połączenie jej przesłania z misją *Miesięcznika Energetyka* oraz Targów Bielskich stanowi istotny element dyskusji i analiz rozwiązań sieci dystrybucyjnych typu smart w energetyce zawodowej.

PIŚMIENNICTWO

[1] Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No1364/2006/ECand amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009.

[2] Energy Policy of Poland until 2030, elaborated by the Ministry of Economy; Warsaw 10th of November 2009; Appendix to Resolution no. 202/2009 of the Council of Ministers of 10 November 2009, Document adopted by the Council of Ministers on 10 November 2009.

[3] Projection of demand for fuels and energy until 2030, Appendix 2 to draft "Energy Policy of Poland until 2030", Warsaw, 10 November 2009.

[4] National Report, The President of the Energy Regulatory Office in Poland, 2013.

[5] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984 i poz. 1238), na dzień 1 stycznia 2014 r. Tekst ujednolicony w Departamencie Prawnym i Rozstrzygania Sporów URE.

[6] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, Kancelaria Sejmu, Opracowano na podstawie Dz. U. z 2011r. Nr 94, poz. 551.

[7] Stanowisko Prezesa URE w sprawie szczegółowych reguł regulacyjnych w zakresie stymulowania i kontroli wykonania inwestycji w AMI, Warszawa, 11 stycznia 2013.

[8] Stanowisko Prezesa URE, w sprawie niezbędnych wymagań dotyczących jakości usług świadczonych z wykorzystaniem infrastruktury AMI oraz ram wymienności i interoperacyjności współpracujących ze sobą elementów sieci Smart Grid oraz elementów sieci domowych współpracujących z siecią Smart Grid, Warszawa, 10 lipca 2013.

[9] Position of the President of Energy Regulatory Office on necessary requirements with respect to smart metering systems implemented by DSO E taking into consideration the function of the objective and proposed support mechanism in context of the proposed market model, Warsaw, 31 may 2011.

[10] Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure in-vestment.

[11] Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC.

[12] Energy and Climate Package "3 x 20": A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy approved at a meeting of the European Council on 8 and 9 March 2007.

[13] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC.

[14] Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.

[15] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources.

[16] Directive 2010/31/EC of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings.

[17] Communication from the European Commission to the European Parliament, the Council and the European Economic and Social Committee, "A European Strategy on clean and energy efficient vehicles", Brussels, 28.04.2010, COM (2010)186 Final, p.10.

[18] Declaration by the European electricity industry, Standardization of electric vehicle charging infrastructure, EURELECTRIC, October 2009.

[19] Directive 2001/80/EC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

[20] Directive 2001/81 on National Emission Ceilings for certain atmospheric pollutants, and draft directive on industrial emissions.

[21] Saratowicz M., Warachim A.: Statistical monitoring of electric energy distribution, International Conference on Research in Electro technology and Applied Informatics August 31 - September 3 2005, Katowice.

[22] Warachim A., Lesyk K., Chudzyński W., Parametry procesu przesyłu i rozdziału energii elektrycznej w stacjach transformatorowo-rozdzielczych systemu *Scheidt*, *Energetyka* 2002, nr 8.

[23] Januszewski W., Warachim A., Koncepcja systemu zdalnego monitorowania i sterowania procesem przesyłu i rozdziału energii elektrycznej w stacjach transformatorowych systemu *Scheidt*, *Energetyka* 2002, nr 7.

[24] System Zdalnego Sterowania i Nadzoru w Sieciach Średnich Napięć - *ZPUE S.A.* we Włoszczowie*, Urządzenia dla Energetyki*, http://www.urzadzeniadlaenergetyki.pl/, 11 lutego 2008.

[25] Noga M., Ożadowicz A., Grela J., Hayduk G. „Active Consumers in Smart Grid Systems- Applications of the Building Automation Technologies", *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 6.

[26] Babś A., Madajewski K., Ogryczak T., Noske S., Widelski G., "The Smart Peninsula pilot project of Smart Grid deployment at ENERGA-OPERATOR SA", http://actaenergetica.org/en/wp-content/uploads/, 2012/08/s.-37-44.

[27] Wiśniewski G., Michałowska-Knap K., Koć S., Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO)," Energetyka wiatrowa – stan aktualny i perspektywy rozwoju w Polsce http://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/, Warszawa, sierpień 2012.
[28] Szywała P., Warchim A., Łukoochronność aparatuty średniego napięcia, *Energetyka* 2003, nr 9, s. 612-614.
[29] Koza K., Warachim A., „Perspektywy stosowania żerdzi z betonu wirowanego w liniach energetycznych średnich napięć", *Elektro* z 11 listopada 2008 (69), s. 94-95.
[30] Koza K., Łodo A., Warachim A., „Kierunki rozwoju konstrukcji betonowych dla potrzeb dystrybucji energii elektrycznej, *Energetyka* 2008, nr 8-9, s. 593-595.
[31] INEXT SF6 Napowietrzny rozłącznik średniego napięcia w izolacji SF_6 24/36 kV, KAT: 7/04/2008, *INAEL S.A.*
[32] Oferta i materiały firmy *Zakład Obsługi Energetyki Sp. z o.o.,* ul. Kuropatwińskiej 16, 95-100 Zgierz, http://www.zoen.pl/index.php.
[33] Oferta i materiały firmy *Technitel Polska S.A.,* ul. Górnicza 12/14, 91-765 Łódź, http://www.technitel.pl/site,main,7.html.
[34] Materiały informacyjne 27. Międzynarodowych Energetycznych Targów Bielskich ENERGETAB 2014, http://www.energetab.pl/.

Marek Szadkowski, Andrzej Warachim

Bezpieczeństwo eksploatacji stacji elektroenergetycznych SN typu PF-P

Operational security of PF-P type MV substations

Jednym z bardzo ważnych zagadnień w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) jest bezpieczeństwo użytkowania wszystkich elementów instalacji elektroenergetycznych [1], w tym zarówno całych stacji SN jak i ich poszczególnych elementów (rozdzielnic, transformatorów, łączników itp.). Stacje (rozdzielnie) SN to przede wszystkim stacje wnętrzowe ustawiane często w miejscach wysoko zurbanizowanych, gdzie zbliżenie się do nich osób postronnych jest rzeczą naturalną. Z tego między innymi powodu jednym z najważniejszych kryteriów wyboru rozwiązań konstrukcyjnych, aparaturowych i budowlanych takich stacji jest bezpieczeństwo pracowników energetyki oraz (a może przede wszystkim) osób postronnych.

W polskim systemie elektroenergetycznym, a szczególnie w stacjach SN, zdarza się około kilkudziesięciu awarii rocznie, powstających w wyniku zwarć łukowych [2]. W wyniku takich zwarć w torach prądowych urządzeń i w ziemi pojawia się prąd zwarciowy o wartości od kilku do kilkudziesięciu kA. Podstawowe przyczyny zwarć łukowych to: starzenie się materiałów, błędy konstrukcyjne, narażenia środowiskowe i eksploatacyjne (przepięcia, przetężenia) oraz bardzo często niestety tzw. czynnik ludzki (błędny montaż, błędne operacje łączeniowe czy nieprzygotowana praca pod napięciem) [1-3].

Niestety zdarza się, że w wyniku zapalenia się łuku poszkodowani zostają ludzie – najczęściej pracownicy energetyki. Częstotliwość takich wypadków w Polsce to 0,35 - 0,45 osób na 1000 zatrudnionych w ciągu roku [2]. Gwałtowność i skutki oddziaływania zwarć łukowych sprawia, że wiele zdarzeń kończy się ciężkimi obrażeniami ciała lub nawet śmiercią osób, które znalazły się w obszarze oddziaływania łuku [3].

Spełnienie kryteriów wymaganej ochrony przeciwporażeniowej, ochrony przed skutkami łuku elektrycznego, a także odpowiedniej odporności ogniowej, eliminacji lub gwarantowanej utylizacji szkodliwych odpadów, ograniczenia hałasu oraz wpływu pola elektromagnetycznego na środowisko, szczelności i branie pod uwagę wszelkich innych zagadnień związanych z bezpieczeństwem eksploatacji muszą stanowić absolutny priorytet w procesie projektowania i budowy stacji elektroenergetycznych. Zagadnienia te opisano na przykładzie stacji transformatorowo-rozdzielczej SN typu PF-P.

System stacji średniego napięcia typu PF-P

Stacje typu PF-P to stacje z obsługą wewnętrzną. Są one przystosowane do pracy w kablowej i napowietrznej sieci rozdzielczej energetyki zawodowej i przemysłowej. Dzięki specyficznej modułowej konstrukcji możliwe jest zaprojektowanie niemal dowolnego wariantu stacji. Inwestor i projektant mają zatem do dyspozycji system, który pozwala dowolnie kreować ostateczną funkcjonalność i przeznaczenie stacji [4]. Wielkość stacji oraz rozmieszczenie w niej urządzeń uzależnione jest jedynie od ich liczby i typu (rys. 2).