

Biuletyn

Redaguje Kolegium: mgr inż. Edward Ziaja (redaktor naczelny), dr Grzegorz Bałuka, dr hab. inż. Maciej Chorowski, prof. dr hab. inż. Tadeusz Halawa, dr hab. inż. Jacek Wańkiewicz

Edward Ziaja

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

Instytut wpisany w historię krajowej energetyki

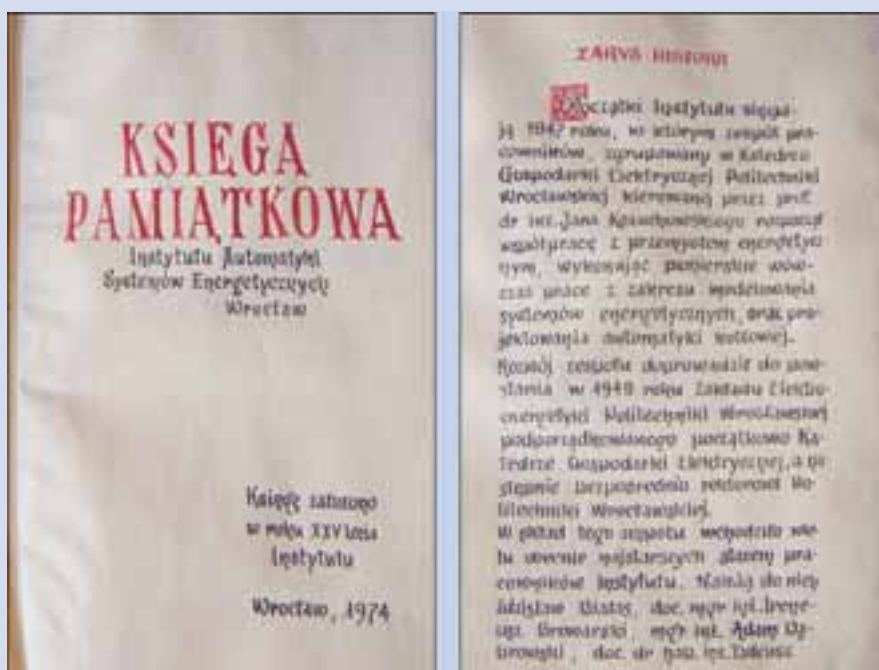
Historia *Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych* oraz historia polskiej energetyki przenikają się wzajemnie. Krajowa energetyka wskutek działań wojennych została w olbrzymim stopniu zniszczona. Jej odbudowa rozpoczęła się tuż po zakończeniu wojny i była kontynuowana w latach pięćdziesiątych. Choć odbudowę tę prowadziły instytucje państwowe, to znaczący wkład miały też inicjatywy środowisk naukowych. Katedra Gospodarki Elektrycznej Politechniki Wrocławskiej była jednym z nich. W 1949 roku profesor Jan Kożuchowski zorganizował zespół złożony z inżynierów i studentów dyplomantów. Zespół ten zaangażował się czynnie w odbudowę zniszczonej energetyki krajowej, a przede wszystkim dolnośląskiej. Efektem działalności tej grupy były ekspertyzy, analizy i projekty.

Prace tego zespołu koncentrowały się na kilku podstawowych kierunkach tematycznych:

- automatyki sieciowej i elektrownianej,
- badań, analiz i obliczeń sieciowych,
- konstrukcji aparatury i wyposażenia laboratoryjnego,
- konstrukcji aparatury zabezpieczającej.

Pod kierownictwem profesora Jana Kożuchowskiego rozwijały się laboratoria dydaktyczno-badawcze, dla których źródłem zaopatrzenia materiałowego były zapasy magazynowe zakładów zbrojeniowych, zakładów energetycznych i elektrowni, a także dary otrzymywane z UNRRR.

W roku 1951 na Politechnice Wrocławskiej (w budynku przy ulicy Bolesława Prusa) utworzony został Zakład



Rys. 1. Pierwsze strony *Księgi pamiątkowej IASE*

Elektroenergetyki, którego kierownictwo objął profesor Jan Kożuchowski.



Rys. 2. Prof. dr hab. inż. Jan Kożuchowski

W tym samym 1951 roku do Zakładu Elektroenergetyki przyłączono Pracownię Prototypów Aparatów Elektrycznych w Warszawie. Usamodzieliła się ona w roku 1956 i nadal produkowała elektroniczną aparaturę pomiarową do wyposażania laboratoriów badawczych.

Lata 1952 – 1955 cechowały się dynamicznym rozwojem energetyki krajowej. Budowano elektrownie kolektorowe z turbozespołami o mocy 50 i 100 MW oraz linie przesyłowe o napięciu 110 kV. Rozpoczynano budowę pierwszych linii 220 kV.

Wkładem pracowników Zakładu Elektroenergetyki w ten rozwój były prace dotyczące:

- obliczania rozpyłów mocy,
- obliczania mocy zwarciovych,
- badania równowagi dynamicznej systemu energetycznego,
- pomiarów i analiz przepięć i kompensacji ziemnozwarciowej,
- pomiarów i analiz urządzeń elektrowni ciepłych,
- rekonstrukcji i uruchomienia zdalnego sterowania i automatyki dla szeregu elektrowni wodnych,
- projektowania i wykonawstwa elementów automatyki kotłowej nieprodukowanych w Polsce.

Zakład rozwijał się organizacyjnie poszerzając swoją bazę lokalową. Utworzone zostały warsztaty mechaniczne, elektryczne i elektroniczne. W końcu 1953 roku Zakład otrzymał eksploatowany do dzisiaj budynek przy ul. Wystawowej 1.

Przyrost mocy energetyki krajowej w latach 1955 – 1960 następował głównie w elektrowniach kolektorowych i instalowanych w nich turbozespołach 50 i 100 MW.

Rozwijała się dynamicznie sieć przesyłowa 110 kV. Coraz częściej budowane były linie 220 kV. W Zakładzie Elektroenergetyki prowadzono prace z zakresu automatyki energetycznej. Powstawały nowe konstrukcje aparatury regulacyjnej i pomiarowej.

W roku 1962 Zakład Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej przemianowany został na *Instytut Automatyki Systemów Energetycznych* i podporządkowany Ministerstwu Szkolnictwa Wyższego.

Wzrost mocy elektrowni oraz długości linii przesyłowych najwyższych napięć spowodował powstanie wielu nowych problemów. Jednym z nich był problem regulacji mocy i częstotliwości w skali całego systemu elektroenergetycznego, kolejnym – problem ekonomicznego rozdziału obciążeń. Opracowanie układu do automatycznej regulacji mocy czynnej i częstotliwości poprzedziły badania identyfikacji obiektu automatyzacji, jakim był Krajowy System Elektroenergetyczny.

Sterował on turbozespołami w elektrowniach kolektorowych. Do badań działania tego układu posługiwano się oscylogramami 8-pętlicowymi, które opracowano i wyprodukowano w Instytucie. Dla potrzeb obliczeń ekonomicznego rozdziału obciążeń oprogramowano w IASE komputer typu Odra, który został przychylnie przyjęty przez specjalistów Krajowej Dyspozycji Mocy.

Skuteczne kierowanie pracą Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) wymagało pełnej kontroli jego stanu pracy z możliwością aktywnego oddziaływania na poszczególne elementy wchodzące w jego skład. Potrzebna była niezawodna łączność oraz urządzenia telemechaniki zapewniające akwizycję danych, a także pozwalające na dokonywanie zdalnych sterowań. Instytut prowadził intensywne i owocne prace także w takich dziedzinach, jak:

- badania naukowe,
- prace rozwojowe i koncepcyjne,
- prace konstrukcyjne,
- wykonywanie modeli i prototypów,
- wykonywanie i produkcja krótkich serii aparatury,
- projektowanie układów automatyki,
- kompletacja, dostawy i uruchomienia aparatury w nowo budowanych obiektach,
- uruchamianie układów automatyki na obiektach.

W 1972 roku została przyłączona do IASE Pracownia Komunikacji nieistniejących już Zakładów Energetycznych Okręgu Dolnośląskiego. Również Zakład Regulacji Instytutu Energetyki w Gdańsku został przyłączony do IASE jako samodzielny Oddział Instytutu. Prowadzone w nim prace dotyczyły automatycznej regulacji dużych generatorów, komputerowego sterowania pracą wielkich węzłów energetycznych oraz automatyzacji obszarów sieciowych.

Na początku 1972 roku utworzony został Zakład Doświadczalny (ZD-IASE). W następnym roku do Instytutu włączony został Zakład Aparatury Pomiarowo Regulacyjnej (ZAPR) *Energopomiaru*. ZD-IASE i ZAPR połączyły się tworząc Zakład Doświadczalny Automatyki Energetycznej Instytutu (ZDAE-IASE). Dyrektorem Instytutu był w tym czasie dr inż. Jan Kiszka.



Rys. 3. Dr inż. Jan Kiszka

Lata siedemdziesiąte były okresem intensywnej informatyzacji i komputeryzacji energetyki krajowej.

W 1973 roku powstał w Instytucie Ośrodek Badań Automatyki Systemowej (OBAS). Jego wyposażenie stanowiły komputery ODRA 1305 i ODRA 1325 oraz urządzenia peryferyjne i telemechaniki. Dla Instytutu otworzyły się nowe możliwości rozwiązywania problemów energetyki krajowej.

Wkrótce okazało się, że zadania produkcyjne Instytutu przekroczyły możliwości placówki naukowo-badawczej.

Dlatego w 1975 roku powołane zostało Centrum Naukowo-Produkcyjne Automatyki Energetycznej (CNPAE), w ramach którego powołano Zakład Produkcyjny Urządzeń Automatyki (ZPUA). *Instytut Automatyki Systemów Energetycznych* wraz ze swoim Zakładem Doświadczalnym zostały podporządkowane Centrum.

Profil prac Instytutu pozostał taki sam, natomiast niektóre jego pracownice podjęły działalność na rzecz całego Centrum.

Decyzją Ministra Górnictwa i Energetyki na stanowisko dyrektora IASE powołany został z dniem 1 czerwca 1975 roku dr inż. Bogusław Skalski.



Rys. 4. Dr inż. Bogusław Skalski

Rok 1976 i lata późniejsze to okres działalności Instytutu w ramach Centrum. Projektowane w IASE urządzenia wdrażane były do produkcji w zakładach podległych CNPAE, tj. w Zakładzie Produkcji Automatyki Sieciowej – Przygórze i Zakładzie Doświadczalnym Automatyki Energetycznej – Wrocław. Instytut brał udział w uruchamianiu automatyki na obiektach energetycznych. Terenem działalności Instytutu były największe polskie elektrownie. Rozwiązania techniczne Instytutu i projektowane urządzenia otrzymały szereg nagród (w tym państwowe). *Biuletyn IASE* ukazywał się dwa razy w roku w miesięczniku *Energetyka*, gdzie publikowane były prace naukowo-badawcze Instytutu.

W 1981 roku dyrektorem IASE został doc. mgr inż. Ireneusz Browarski.



Rys. 5. Doc. mgr inż. Ireneusz Browarski

Powołano dwie nowe jednostki organizacyjne IASE: grupę problemową systemu komunikacyjno-dyspozytorskiego i komputerowych systemów wspomagania dyspozytorów bloków energetycznych.

Od 1984 roku Instytutem kierował doc. dr inż. Zbigniew Zieliński.



Rys. 6. Doc. dr inż. Zbigniew Zieliński

W 1986 roku Instytutowi nadany został nowy statut, którego jeden z punktów stanowił, że nadzór nad Instytutem sprawuje Minister Górnictwa i Energetyki poprzez dyrektora CNPAE – IASE.

Zlikwidowanie w 1987 roku Ministerstwa Górnictwa i Energetyki i utworzenie Ministerstwa Przemysłu, w ramach którego powstała Wspólnota Energetyki i Węgla Brunatnego, spowodowało włączenie IASE do tej Wspólnoty.

W związku z zaistniałymi zmianami, w 1988 roku podpisane zostało między Instytutem a CNPAE nowe porozumienie stanowiące o równoprawności działania obu jednostek. Również w 1988 roku w związku z planem budowy elektrowni jądrowej *Żarnowiec* oddział IASE w Gdańsku został przejęty przez Instytut Energetyki.

Głównym celem działalności naukowo-badawczej IASE była kompleksowa, szeroko pojęta automatyzacja KSE, realizowana w pełnym cyklu, tj. od koncepcji do pełnego wdrożenia produkcyjnego i eksploatacyjnego.

W styczniu 1992 roku dyrektorem Instytutu został dr hab. inż. Jan Bujko, profesor Politechniki Wrocławskiej. Zmieniona została struktura organizacyjna Instytutu. Utworzono pracownię o ściśle określonej wąskiej tematyce badawczej. Zainicjowano prace zmierzające do połączenia KSE z systemami energetycznymi Europy Zachodniej (UCPTE).



Rys. 7. Prof. dr hab. inż. Jan Bujko

Prace te były kontynuowane w następnych latach doprowadzając w efekcie do połączenia KSE z systemem UCPTE.

W 1994 roku ze struktury Instytutu wyłączony został Zakład Doświadczalny.

We wrześniu 1995 roku podjęto prace zmierzające do utworzenia w Warszawie Centrum Regulacyjno-Rozliczeniowego. Intensywnie prowadzone prace doprowadziły do uruchomienia tego Centrum w dniu 1 października 1996 roku. W kwietniu 1997 roku Instytut otrzymał certyfikat firmy TÜV CERT poświadczający, że wprowadzony został i jest stosowany w całym obszarze działalności System Zarządzania Jakością ISO 9001. W latach 2000 – 2001 dokonano kompleksowej modernizacji budynku Instytutu.

W następnych latach zlikwidowano szereg zakładów, między innymi Zakład zajmujący się energetyką jądrową.

W styczniu 2007 r. dyrektorem Instytutu został mgr inż. Edward Ziaja.



Rys. 8. Mgr inż. Edward Ziaja

W czerwcu 2007 r. Ministerstwo Skarbu Państwa dokonało komercjalizacji Instytutu. Od października 2007 r. Instytut działa jako Spółka Skarbu Państwa z ograniczoną odpowiedzialnością. Prezesem Zarządu został mgr inż. Edward Ziaja.

Tomasz Sikorski, Edward Ziaja, Piotr Górkiewicz
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.
Władysław Bobrowicz
CIREO Centrum Innowacji i Rozwoju Energii Odnawialnych

Pomiary i ocena pracy małej elektrowni wodnej w warunkach górskich¹⁾

Energetyka wodna stanowi jeden z elementów odnawialnych źródeł energii. Jak podaje Urząd Regulacji Energetyki, na podstawie udzielonych koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, obecnie istnieją 724 instalacje energetyki wodnej, o łącznej mocy zainstalowanej 944, 076 MW [7]. Dokonując oceny mocy zainstalowanych w elektrowniach należących do energetyki zawodowej warto zauważyć, że technologicznie przeważająca ilość mocy pochodzi z dużych elektrowni pompowo-szczytowych oraz średnich i małych elektrowni zbiornikowych przepływowych, a znacznie mniejsza część mocy wyprowadzana jest z małych elektrowni wodnych (MEW). W przypadku inwestorów należących do energetyki zawodowej mamy do czynienia

¹⁾ Praca naukowa wykonana w ramach projektu badawczego PBZ/MNiSW/07/2006/57.

Do Spółki stosuje się przepisy ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji, ustawy o jednostkach badawczo-rozwojowych oraz ustawy Kodeks spółek handlowych. Kapitał zakładowy Spółki stanowi 9 mln zł i dzieli się na 90 000 udziałów.

Po skomercjalizowaniu, Instytut utracił szereg przywilejów przysługujących jednostkom badawczo-rozwojowym i musiał dostosować swoją działalność do wymagań komercyjnej gospodarki rynkowej. Mimo to nie zaprzestano prowadzenia prac badawczo-rozwojowych i wdrożeniowych. Szereg produktów Instytutu zmodernizowano i dostosowano do potrzeb konkurencyjnego rynku. Warto wspomnieć, że w dziedzinie energetyki, konkurencyjnymi firmami są nie tylko firmy krajowe, ale również zagraniczne o zasięgu światowym.

Miarą poziomu technicznego produktów i usług Instytutu są wysokie odznaczenia i nagrody otrzymywane na międzynarodowych targach, sympozjach i wystawach. W liczbie tej znajdują się złote, srebrne i brązowe medale za działalność wynalazczą otrzymane w Brukseli (Eureka i Innova) i w Paryżu (Concours Lepine). Nagrody i odznaczenia przyznane Instytutowi stanowią chlubę dla wszystkich pracowników Instytutu, a ostatnio (wrzesień 2009) otrzymany Puchar Ministra Gospodarki jest jej ukoronowaniem.

Od początku działalności IASE jego bogactwem byli i są pracownicy naukowo-badawczy, inżynierjno-techniczni i komórek pomocniczych. Przez te 60 lat, dzięki ich pracowitości, sumienności, a przede wszystkim rzetelności, Instytut w sposób trwały wpisał się w historię rozwoju polskiej energetyki. Za te wspaniałe karty historii Wszystkim byłym i obecnym pracownikom dziękuję.

Edward Ziaja



prawie wyłącznie z obiektami zaliczanymi do kategorii małych elektrowni wodnych. Mając na uwadze liczbę klasyfikacji w Europie i w Polsce można podać przykładowo graniczną moc zainstalowaną dla obiektów hydroenergetyki MEW na poziomie 5 MW, wprowadzając dodatkową klasyfikację na:

- mikroenergetykę – dla mocy do 70 kW,
- makroenergetykę – dla mocy do 100 kW,
- małą energetykę – dla mocy do 5 MW [4].

Ze względów konstrukcyjnych obiekty MEW realizowane są jako elektrownie przepływowe derywacyjne, bądź przepływowe niskospadowe ze spadem 2 – 20 m, średnospadowe ze spadem do 150 m oraz wysokospadowe dla spadków powyżej 150 m. Jako generatory wykorzystuje się głównie maszyny indukcyjne, asynchroniczne, choć występują również obiekty wyposażone w generatory synchroniczne [1, 4].

Połączenie z siecią elektroenergetyczną odbywa się bezpośrednio na poziomie niskiego napięcia lub za pośrednictwem transformatora na poziomie średniego napięcia. Generatory asynchroniczne MEW są zazwyczaj jednostkami od kilkudziesięciu do kilkuset kW, wyposażone w układ baterii kondensatorów służący do kompensacji mocy biernej. Ze względów eksploatacyjnych generatory asynchroniczne charakteryzują się znacznie niższymi kosztami inwestycyjnymi. Ponadto w odróżnieniu od generatorów synchronicznych nie wymagają one stałoprądowego obwodu wzbudzenia i urządzeń do synchronizacji z siecią [5].

Należy jednak pamiętać, że generator asynchroniczny wytwarza moc czynną przy jednoczesnym poborze mocy biernej z sieci, co praktycznie uniemożliwia wykorzystanie tego rozwiązania do pracy wyspowej [3, 5]. Z tego względu praca tego generatora w warunkach dynamicznych, zwłaszcza związanych z łączeniami w sieci operatora systemu dystrybucyjnego, a zwłaszcza odłączeniami linii, do których przyłączone są generatory, może prowadzić do gwałtownej zwyżki prędkości obrotowej, nadmiaru energii wytworzonej w stosunku do zapotrzebowanej i wzrostu napięcia.

Istnieją możliwości techniczne korekty geometrii turbiny napędzającej lub ilości doprowadzonej wody w zależności od chwilowego zapotrzebowania na energię, a także wytracania nadwyżek w tzw. balastach. W chwili obecnej podejmowane są próby pracy wyspowej z udziałem generatorów asynchronicznych, lecz związane jest to wciąż z wysokimi kosztami i problemami stabilności pracy sieci [2, 3, 6]. Stąd przy planowaniu elektrowni do pracy autonomicznej stosuje się generatory synchroniczne.

W niniejszym artykule przedstawiono przegląd pomiarów i analiz różnych stanów pracy górskiej elektrowni wodnej,

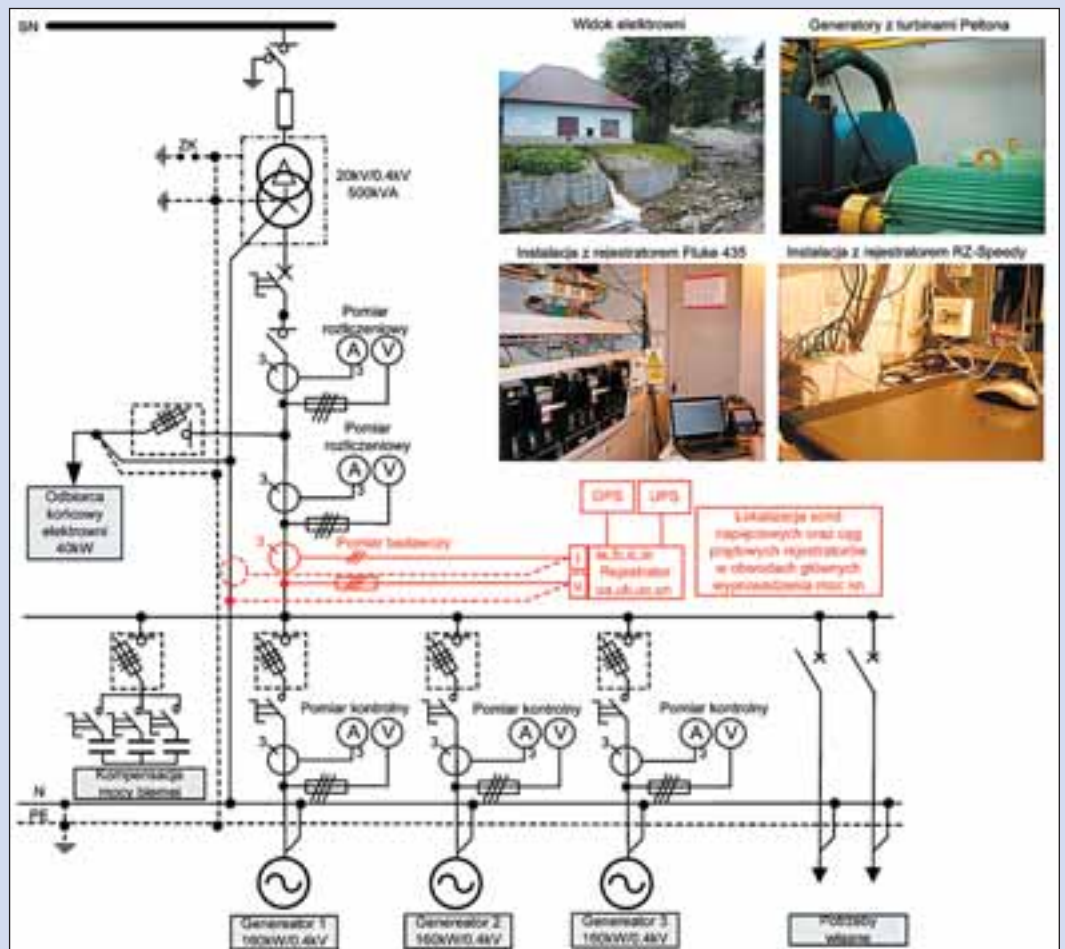
obejmujących pracę w warunkach normalnych, statystykę zdarzeń oraz aspekty dynamiczne. Wykonane badania wpisane zostały w program projektu badawczego zamawianego Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego, realizowanego w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. dotyczącego pracy źródeł rozproszonych.

Charakterystyka badanej elektrowni oraz układu pomiarowego

Badana elektrownia posiada trzy generatory asynchroniczne o mocy 160 kW każdy, pracujące na napięciu 0,4 kV. Dwa z nich pracują na wspólnym wale i napędzane są przez turbinę Peltona. Tego samego typu turbina napędza trzeci generator. Doprowadzenie wody do turbin odbywa się rurociągiem stalowym o spadzie około 205 m. Wyprowadzenie mocy do systemu elektroenergetycznego odbywa się poprzez stację transformatorową 20/0,4 kV z transformatorem o mocy 500 kVA. Stacja położona jest wewnątrz rozległej górskiej sieci średniego napięcia w odległości 8 km od GPZ. Dodatkowo bezpośrednio z szyn głównych niskiego napięcia zasilany jest jeden odbiorca końcowy elektrowni, pobierający moc 40 kW. Pomiar rozliczeniowy energii pobranej i oddawanej do sieci wykonany jest w układzie półpośrednim.

Przeprowadzone w ramach badań pomiary objęły rejestrację napięć i prądów bezpośrednio na szynach niskiego napięcia, do których przyłączone są generatory, bez ingerencji w układ pomiarowo-rozliczeniowy. Punkt pomiarowy rejestruje całość wyprodukowanej energii oddawanej do sieci jak i sprzedawanej odbiorcy bezpośrednio. Uproszczony schemat podłączenia badanej elektrowni do sieci wraz z lokalizacją pomiaru badawczego przedstawiono na rysunku 1.

Rys. 1. Uproszczony schemat podłączenia badanej elektrowni do sieci wraz z lokalizacją pomiaru badawczego oraz widokiem elektrowni, generatorów oraz urządzeń rejestrujących



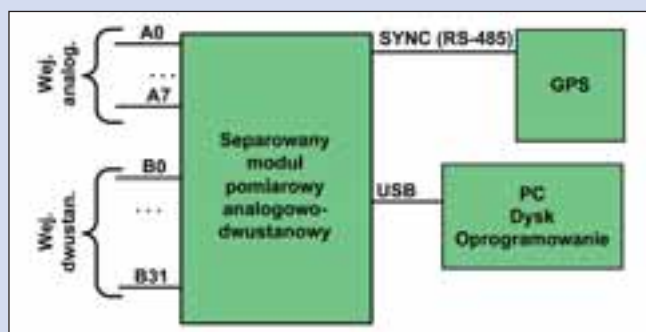
Metodyka badań objęła zarówno parametry statyczne jak również rejestrację zdarzeń dynamicznych. W tym celu przeprowadzono równoległą rejestrację z wykorzystaniem dwóch rejestratorów: kolejnej edycji szybkiego rejestratora zakłóceń RZ-Speedy, wyprodukowanego przez *Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.*, oraz analizatora jakości energii Fluke 435.

Rejestrator RZ-Speedy zapisywał sygnały analogowe napięć i prądów. Urządzenie składa się z dwóch elementów funkcjonalnych: akwizytora i komputera prezentera. Akwizytor przeznaczony jest do rejestracji sygnałów analogowych i dwustanowych. Pliki z danymi zarejestrowanymi w akwizytorze są kopiowane na żądanie do komputera prezentera. Do realizacji funkcji rejestracji akwizytor został wyposażony w separowane moduły pomiarowe analogowo i dwustanowe. Każdy taki moduł posiada 8 wejść analogowych i 32 wejścia dwustanowe. Wejścia analogowe można konfigurować, by uzyskać pożądane zakresy pomiarowe.

Połączenie modułu z komputerem akwizytora odbywa się poprzez port USB 2.0. Do komputera akwizytora może być przyłączonych do 4 takich modułów, przez co możliwe jest rozszerzenia rejestracji danych do 32 wejść analogowych i 128 wejść dwustanowych. Synchronizacja modułów odbywa się łączem RS-485 w celu zapewnienia jednoczesnego wyzwolenia chwili pomiaru i rejestracji. Jeden z modułów opcjonalnie współpracuje z odbiornikiem GPS w celu precyzyjnego znakowania próbek pomiarowych czasem UTC oraz regulacji częstotliwości próbkowania. Sygnały dwustanowe próbkowane są współbieżnie z analogowymi, z tą samą częstotliwością 6400 Hz (co 156,25 μ s). Dzięki zastosowaniu 1-kanalowych przetworników analogowo-cyfrowych uzyskuje się zerowe przesunięcie w czasie między kanałami analogowymi. Bezpośrednia synchronizacja, przez wprowadzenie sygnału czasu do modułu pomiarowego (zamiast do komputera akwizytora) daje dokładność czasu wyzwolenia próbki 1 μ s, przy jednoczesnym zapewnieniu wyzwolenia skorelowanego z astronomicznymi początkami sekund.

Modułowa budowa akwizytora zapewnia skalowalność i łatwą rozbudowę.

Na rysunku 2 przedstawiono architekturę systemu akwizycji rejestratora RZ-Speedy z pojedynczym modułem pomiarowym.



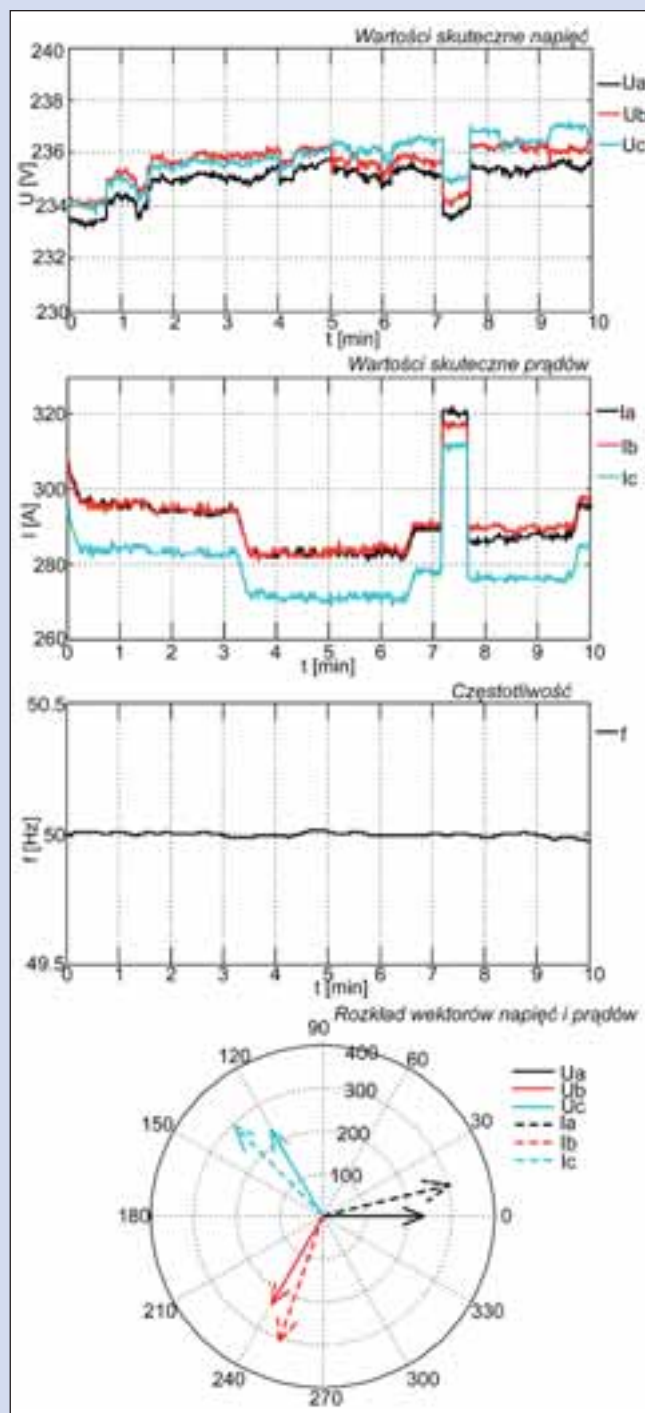
Rys. 2. Architektura systemu akwizycji rejestratora RZ-Speedy z pojedynczym modułem pomiarowym

Analizator Fluke 435 skonfigurowano do funkcji rejestracji parametrów statycznych badanej elektrowni, poprzez zaprogramowanie archiwizacji między innymi wartości skutecznych napięć i prądów, mocy czynnej i biernej, harmonicznych, częstotliwości i asymetrii oraz zapadów.

Analiza parametrów statycznych

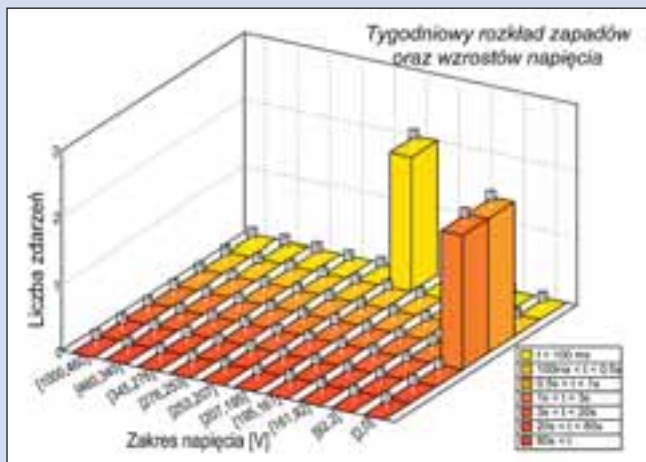
Przykładowe dziesięciminutowe rejestracje wybranych parametrów statycznych, zapisywane z odstępem jednosekundowym przedstawiono na rysunku 3. Do estymacji parametrów wybrano algorytm pełnokresowy. Uzyskane wyniki wskazują na stabilność punktu napięciowego elektrowni. Lokalne wzrosty prądów pociągają za sobą spadki napięć nieprzekraczające poziomów dopuszczalnych. Badana elektrownia zachowuje warunki częstotliwościowe oraz symetrię zasilania.

Dla pomiarów tygodniowych wybranych parametrów sieciowych rejestrator ustawiono na zapisywanie z odstępem



Rys. 3. Przykładowe 10-minutowe rejestracje parametrów statycznych pracy badanej elektrowni wodnej

jednominutowym. Algorytm estymacji pozostał pełnookresowy. Przykładowy tygodniowy rozkład zapadów i wzrostów napięcia badanej elektrowni wodnej ilustruje rysunek 4. W analizowanym tygodniu zanotowano cztery przerwy w zasilaniu, dwie o czasie trwania 0,5 s – 1,0 s, dwie o czasie trwania 1,0 s – 3,0 s oraz dwa krótkie zapady do wartości 207 V.



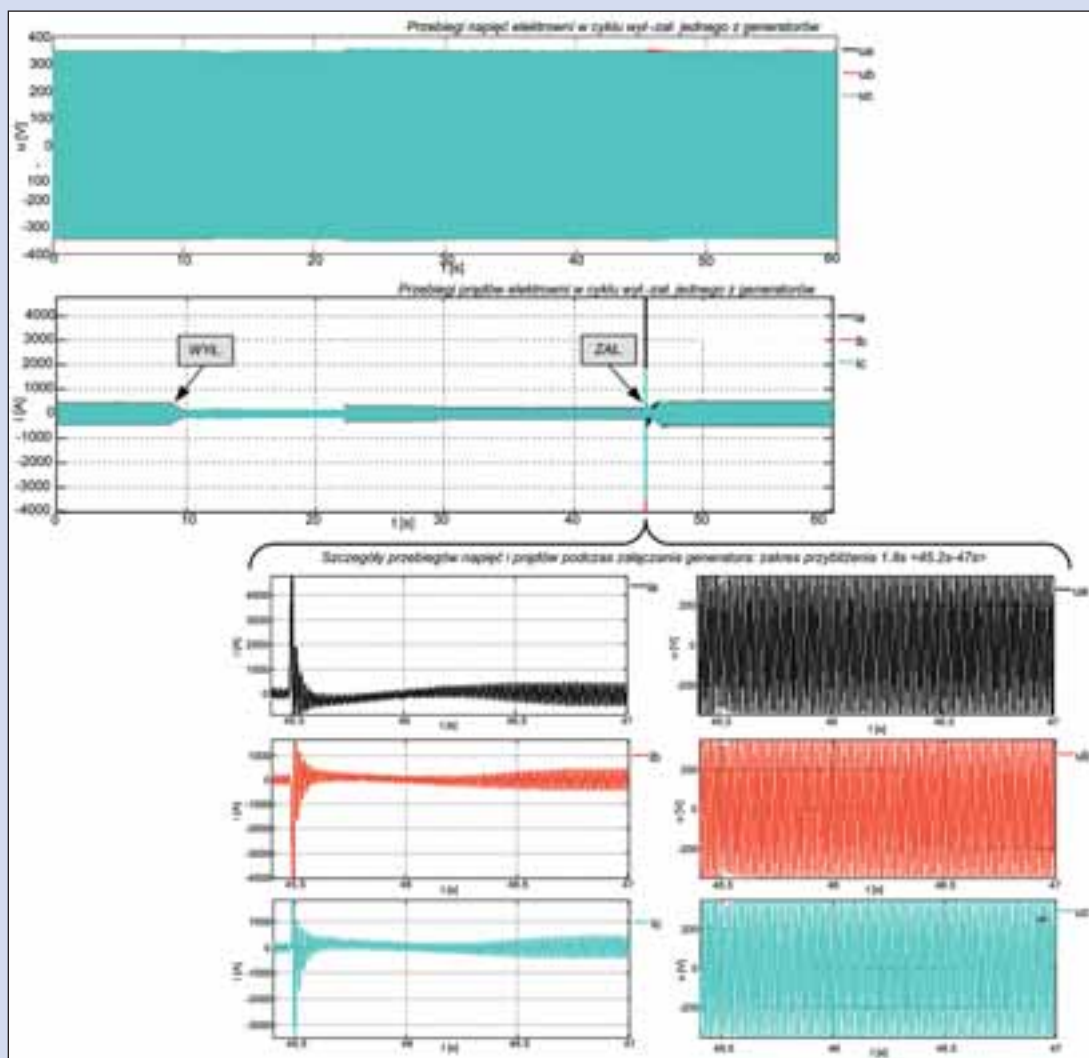
Rys. 4. Przykładowy tygodniowy rozkład zapadów i wzrostów napięcia badanej elektrowni wodnej

Analiza parametrów dynamicznych

Z wykorzystaniem rejestratora RZ-Speedy zapisano stany przejściowe napięć i prądów związane z cyklem łączeniowym wyłączania oraz ponownego załączenia jednego z generatorów. Operacje łączeniowe przeprowadzone były przez obsługę elektrowni. Rysunek 5 przedstawia zarejestrowane przebiegi napięć i prądów w omawianym cyklu łączeniowym. Przy wyłączeniu generatora rejestracja objęła zdjęcie obciążenia i pobudzenie stycznika mocy, aż do zatrzymania hydrozespołu. Proces ten przebiegał łagodnie i oprócz liniowego spadku prądu nie zaobserwowano negatywnego wpływu na pracę sieci. Ponowne załączenie generatora do sieci poprzedziło doprowadzenie go do prędkości synchronicznej, kontrolowane na podstawie wskaźnika prędkości. Włączenie tak dużej jednostki spowodowało znaczący pobór prądu i pociągnęło za sobą zapad napięcia. Chwilowa wartość udaru prądowego przekroczyła dziesięciokrotnie wartość prądu w stanie ustalonym po załączeniu, a stała czasowa zanikania stanu przejściowego wyniosła nieco ponad sekundę. Jednocześnie obserwowany zapad napięcia zanikał aperiodycznie w czterech okresach składowej podstawowej od 87% napięcia w stanie normalnym.

Podsumowanie

Automatyka małych elektrowni wodnych powinna sprostać wielu zjawiskom dynamicznym towarzyszącym pracy



Rys. 5. Rejestracja testowego cyklu wyłączania i załączania jednego z generatorów badanej elektrowni wodnej

elektrowni, powstających zarówno pod wpływem zmian warunków hydromechanicznych jak i parametrów sieciowych. Przedstawione wyniki pomiarów wskazują na ciągłe wahania parametrów statycznych w punkcie przyłączenia do sieci, które niekiedy mogą przekroczyć poziomy dopuszczalne, jak w przypadku głębokich zapadów czy przerw w zasilaniu od strony sieci.

Osobną grupę zagadnień współpracy elektrowni z siecią stanowią stany dynamiczne. Przedstawiony przykład załączenia jednego z hydrozespołów wyraźnie wskazuje na wysoki zakres chwilowego udaru prądowego oraz widoczny zapad napięcia. Czasy trwania tego typu zjawisk są krótkie, ale mogą zależeć silnie od momentu włączania w chwili rozpędzania maszyny. Zarejestrowane podczas badań zjawiska i duża zmienność towarzyszących im parametrów elektrycznych wymagają stosowania urządzeń rejestrujących o elastycznej długości zapisywanych danych, z zachowaniem wysokich parametrów próbkowania, pozwalając tym samym na rejestrację pełnego charakteru badanego zjawiska.

LITERATURA

- [1] Bobrowicz W.: Small Hydro Power Investor Guide in Power Quality and Utilization Guide – Section 8: Distributed Generation and Renewables, Leonardo Energy 2006

- [2] Hickiewicz J., Moch J.: Praca generatora indukcyjnego przy niesymetrycznym obciążeniu, *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej* 2008, nr 62 s. 412 – 419
- [3] Hickiewicz J., Moch J.: Zagrożenia przy pracy generatorów w małych elektrowniach wodnych, *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne* 2008, nr 79, s. 133 – 137
- [4] Kacejko P.: Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004
- [5] Karolewski B., Ligocki P.: Układy automatyki małej elektrowni wodnej, *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej* 2004, nr 56
- [6] Rojewski W., Sobierajski M.: Warunki pracy małej elektrowni wodnej z generatorem indukcyjnym w sieci średniego napięcia, V Konferencja Naukowo-Techniczna „Elektroenergetyczne Sieci Rozdzielcze”, *Sieci* 2004, s. 105 – 112
- [7] <http://www.ure.gov.pl/> – portal Urzędu Regulacji Energetyki, interaktywna mapa odnawialnych źródeł energii, stan na dzień 10. 09. 2009

Donat Zemełko, Anna Lewandowska, Paweł Kudyba
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

Badania laboratoryjne urządzeń elektronicznych

Ważnym i niezbędnym etapem złożonego procesu konstrukcji, a następnie wdrożenia do produkcji nowego wyrobu elektronicznego jest wykonanie odpowiednio zaplanowanych badań laboratoryjnych. Zakres takich badań może obejmować:

- badania funkcjonalne, w tym bezpieczeństwo funkcjonalne,
- kompatybilność elektromagnetyczną (EMC),
- oddziaływania klimatyczne,
- wytrzymałość mechaniczną,
- bezpieczeństwo użytkowania.

O ile badania funkcjonalne mogą być, w wielu przypadkach, wykonywane w zespole konstrukcyjnym, to przeprowadzenie pozostałych wymienionych rodzajów badań wymaga dostępu do specjalistycznych stanowisk laboratoryjnych.

Podstawowym celem badań prototypu wyrobu jest spełnienie, z określonym marginesem, założonych wymagań technicznych. Podczas produkcji badania wykonywane w znacznie ograniczonym zakresie na losowo pobieranych próbkach wyrobu powinny potwierdzić spełnienie tych wymagań z akceptowanym poziomem prawdopodobieństwa. Podstawowe wymagania techniczne związane z planowanym zakresem badań wyrobu powinny być znane i udokumentowane na etapie ustalania założeń projektowych. Wykonanie badań pełnych powinno odbyć się w końcowej fazie etapu konstrukcji modelu funkcjonalnego lub prototypu produkcyjnego. Na ogół, w wyniku przeprowadzonych badań, konstrukcja wyrobu ulega różnorodnym zmianom doskonalącym (sprzętowym i/lub programowym), które umożliwiają doprowadzenie wyrobu do zgodności, a tym samym pozytywne zakończenie badań.

Początkowy brak zgodności badanego wyrobu z wymaganiami technicznymi, szczególnie w dziedzinie badań EMC, wytrzymałości mechanicznej lub oddziaływań klimatycznych, należy uznać za sytuację typową w procesie konstrukcji, nawet w doświadczonych zespołach. W planowaniu tego procesu konieczne jest zatem zarezerwowanie środków i czasu na wprowadzanie zmian wynikłych w trakcie badań.

Po zakończeniu cyklu badań istotne jest pełne udokumentowanie zmian konstrukcyjnych w dokumentacji wyrobu. W szczególności, w wyniku badań mogą powstać nowe wymagania eksploatacyjne, instalacyjne lub dotyczące obsługi serwisowej badanego urządzenia elektronicznego.

Laboratoryjne badania wyrobów wymagają określonych nakładów i na pewno opóźniają wprowadzenie nowego wyrobu na rynek, jednak istnieją silne, zarówno formalne jak i techniczne, przesłanki do starannego planowania i wykonywania laboratoryjnych badań wyrobów elektronicznych w pełnym, wymienionym wyżej zakresie. Oszczędności wprowadzane w zakresie badań laboratoryjnych wyrobów nie są dobrą praktyką, zarówno w sferze działalności inżynierskiej jak i menedżerskiej.

Podczas wykonywania badań, szczególnie z dziedziny EMC, uzyskuje się szereg dodatkowych, użytecznych informacji na przykład o sposobie działania badanego wyrobu w warunkach oddziaływań elektromagnetycznych. Poznawane są możliwe reakcje badanego urządzenia na zaburzenia elektromagnetyczne sprzęgane z poszczególnymi przyłączami urządzenia. Takich informacji o działaniu urządzenia praktycznie nie można uzyskać innymi metodami, w szczególności – symulacyjnymi. W efekcie, doprowadzenie do założonej odporności urządzenia na etapie badań zwiększa prawdopodobieństwo przyszej bezawaryjnej jego pracy,

przy minimalnych nakładach gwarancyjnej obsługi serwisowej. Jednocześnie wiedza uzyskana podczas badań zdecydowanie ułatwia rozwiązywanie problemów technicznych z zakresu EMC, które mogą wystąpić podczas eksploatacji urządzenia. Warto również wskazać na duże możliwości wykorzystywania wyników badań wyrobu w działalności marketingowej.

Doświadczenie wskazuje, że proces badań i konstrukcji urządzenia przebiega sprawniej, jeżeli w badaniach wyrobu bierze udział jego wiodący konstruktor.

Podczas badań, a w szczególności podczas rozwiązywania konkretnych problemów braku zgodności wyrobu z założonymi wymaganiami, następuje wzrost doświadczenia i rozszerzenie wiedzy technicznej konstruktora w zakresie nieobjętym jego podstawową działalnością techniczną. W wielu przypadkach udział konstruktora w badaniach na przykład z dziedziny EMC można przyrównać do jego udziału w specjalistycznych warsztatach technicznych. Należy zauważyć, że bardzo ciekawe doświadczenia z zakresu na przykład projektowania obwodów drukowanych SMD mogą być zebrane nie tylko podczas badań EMC, ale również podczas często „niedocenianych” badań wytrzymałości mechanicznej.

Intensywnie rozwijane komputerowe narzędzia symulacyjne mają obecnie na tyle duże możliwości analizy zjawisk elektromagnetycznych, termicznych lub mechanicznych w urządzeniach elektronicznych, że są czasem określane mianem „wirtualnych laboratoriów”. Jednak z perspektywy praktyki laboratoryjnej okazuje się, że narzędzia te są ciągle tylko udoskonalonymi i zintegrowanymi systemami wspomagania projektowania, które z uwagi na ograniczenia w stosowanych modelach nie zastąpią realnych badań laboratoryjnych wyrobu. Natomiast wykorzystywanie tego typu zaawansowanych narzędzi symulacyjnych do projektowania urządzeń elektronicznych zdecydowanie ułatwia doprowadzanie wyrobu do zgodności i skraca czas fazy badań wyrobu.

W ostatnich latach w Polsce można zaobserwować rozbudowę zaplecza badawczo-rozwojowego w omawianym zakresie. Jednak, pomijając laboratoria działające w ramach wyższych uczelni lub instytutów państwowych, tylko nieliczne firmy dysponują własnymi ośrodkami badawczymi.

W Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. od ponad 30 lat funkcjonuje Laboratorium Badawcze, które jest podstawowym zapleczem badawczo-rozwojowym Instytutu. Laboratorium Badawcze jest wydzieloną komórką organizacyjną, podległą bezpośrednio Prezesowi Instytutu, która świadczy usługi badawcze na rzecz podmiotów zewnętrznych, nie tylko krajowych, a także wykonuje badania elektronicznych urządzeń i systemów sterowania, opracowywanych i produkowanych w Instytucie, przy zachowaniu zasady niezależności organizacyjnej od działu konstrukcyjnego.

Laboratorium Badawcze zajmuje się badaniami urządzeń oraz systemów elektrycznych/elektronicznych w zakresie: kompatybilności elektromagnetycznej (EMC), oddziaływań klimatycznych, wytrzymałości mechanicznej i bezpieczeństwa użytkownika. Ponadto Laboratorium Badawcze nadzoruje i wzorcuje wszelką aparaturę pomiarową wykorzystywaną w Instytucie, w tym także aparaturę do badań odporności na zaburzenia elektromagnetyczne.

Podstawowa działalność Laboratorium Badawczego ma związek z aktualnym stanem prawnym w zakresie zapewnienia zgodności wyrobów wprowadzanych na wspólny rynek Unii Europejskiej z wymaganiami podstawowymi dyrektyw UE, dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i bezpieczeństwa użytkownika urządzeń.

Laboratorium Badawcze dysponuje dobrą infrastrukturą i jest wyposażone w aparaturę badawczo-pomiarową zakupioną w większości po roku 2000.

Podstawowe wyposażenie Laboratorium obejmuje:

- wyposażenie szeregu stanowisk do badań kompatybilności elektromagnetycznej, w tym komorę bezodbiwoową (3 m) oraz otwarty poligon pomiarowy (OATS, 3m/10 m),
- wyposażenie stanowisk do wzorcowania aparatury pomiarowej, w tym również wybranej aparatury do badań EMC,
- dwie komory klimatyczne,
- system do badań wytrzymałości mechanicznej urządzeń,
- wyposażenie do badań bezpieczeństwa użytkownika.

W roku 2008 wykonano montaż absorberów w komorze bezodbiwoowej, która służy do badań emisji zaburzeń elektromagnetycznych w zakresie od 1 GHz do 18 GHz, do badań wstępnych emisji w zakresie od 30 MHz do 1 GHz (jako komora semi-bezodbiwoowa), a także do badań odporności na pole elektromagnetyczne w zakresie od 80 MHz do 2,7 GHz.



Rys. 1. Widok ogólny otwartego poligonu pomiarowego (OATS), zorganizowanego w hali wystawienniczej Instytutu



Rys. 2. Przykład stanowiska pomiarowego do badań wstępnych emisji zaburzeń elektromagnetycznych w komorze semi-bezodbiwoowej

Walidację stanowisk pomiarowych zorganizowanych w komorze bezodbiwoowej wykonano przy użyciu własnych, (tj. opracowanych w Instytucie) systemów pomiarowych do znormalizowanych procedur wyznaczania współczynnika S_{VSWR} oraz jednorodności pola elektromagnetycznego.

W komorze bezodbiwoowej wykonywane są również badania skuteczności ekranowania szaf przemysłowych i obudów

urządzeń elektronicznych. Opracowano własne metody sprawdzania nieciągłości ekranowania szaf przemysłowych, komór ekranowanych itp.

Oprócz pomieszczeń laboratoryjnych, do badań EMC w Instytucie wykorzystywana jest także hala wystawiennicza o powierzchni 1200 m² znajdująca się w budynku Instytutu, gdzie doraźnie organizowany jest tzw. otwarty poligon pomiarowy (OATS, 3 m/10 m), służący do znormalizowanych badań emisji zaburzeń elektromagnetycznych. Obecnie jest to unikatowe stanowisko pomiarowe w skali regionu.

Infrastruktura Instytutu pozwala wykonywać badania EMC również większych, rozłożonych systemów elektronicznych.

Od kilku lat Laboratorium Badawcze współpracuje z innymi krajowymi ośrodkami badawczo-rozwojowymi, głównie w ramach Naukowej Sieci Tematycznej „Kompatybilność Elektromagnetyczna EMC-JBR”. W ramach tej Sieci w latach 2007 i 2008 wykonano pracę dotyczącą metod badań emisji zaburzeń elektromagnetycznych w zakresie powyżej 1 GHz.

Laboratorium Badawcze bierze udział w międzylaboratoryjnych badaniach porównawczych, głównie organizowanych przez Klub Polskich Laboratoriów Badawczych POLLAB.

Od roku 1995 Instytut jest członkiem rzeczywistym Klubu POLLAB. Między innymi w wyniku badań porównawczych, z udziałem zagranicznego laboratorium referencyjnego, przeprowadzono walidację wspomnianego otwartego poligonu pomiarowego (OATS).

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. jest również członkiem Komitetu Technicznego nr 104 ds. EMC, który działa w ramach Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, po wdrożeniu w bieżącym roku reformy organizacyjnej struktur PKN.

Laboratorium Badawcze jest działem sukcesywnie rozwijającym się stosownie do potrzeb i oczekiwań Klientów. W planach rozwoju Laboratorium Badawczego uwzględniane są zmiany zachodzące w normalizacji i w technice badań.

Szczegółowa oferta Laboratorium Badawczego dostępna jest na www.iase.wroc.pl.



Włodzimierz Fennig, Robert Kielian, Mariusz Lipiński
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

Doświadczenia Instytutu w rozwiązywaniu problemów technicznych towarzyszących dostosowaniu układów regulacji bloków energetycznych do pracy w systemie elastycznym (pracy wyspowej)

Znaczenie bezpieczeństwa energetycznego, a zwłaszcza zapewnienie niezawodności dostarczania energii elektrycznej odbiorcom spowodowało potrzebę dokonania zmian technicznych również w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Choć proces wytwarzania energii elektrycznej jest w wysokim stopniu zautomatyzowany i prawidłowo przebiega w warunkach normalnej pracy systemu, jak również przy występowaniu w nim typowych zakłóceń, to nie jest wystarczający, aby w przypadkach wystąpienia niektórych zdarzeń towarzyszących awariom systemowym bezpiecznie opanować skutki ich zajść. Układy automatyki do zastosowania w elektrowniach projektowane były głównie z myślą o bezpieczeństwie urządzeń wytwórczych, a ze względu na stosunkowo rzadkie występowanie ciężkich awarii systemowych i ograniczone możliwości techniczne sprzętu automatyki nie nadawano minimalizacji skutków awarii systemowych należnego znaczenia. Względy bezpieczeństwa oraz wymagania gospodarki rynkowej, w tym handlu energią, przy zwiększonych możliwościach sprzętu automatyki (technika cyfrowa), przyczyniły się do powstania formalnych wymagań stawianych elektrowniom w zakresie przystosowania bloków energetycznych do świadczenia usługi gotowości do obrony przed skutkami awarii systemowych i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po blackoutcie.

Aby je spełnić, elektrownie zleciły *Instytutowi Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.* wykonanie prac badawczo-rozwojowych, które zakończyły się pozytywnymi

wdrożeniami na blokach energetycznych. W trakcie ich realizacji wystąpiło szereg problemów, które z powodzeniem zostały rozwiązane. W artykule opisano niektóre z nich.

Znalezienie i zrealizowanie optymalnego (z punktu widzenia regulacji obrotów turbiny, pracującej w systemie elastycznym) algorytmu likwidacji strefy nieczułości umiejscowionej w torze uchybu obrotów regulatora proporcjonalnego

Optymalnym sposobem regulacji obrotów turbin, pracujących w systemie elastycznym, jest regulacja proporcjonalna bez stref nieczułości i opóźnień w torach obliczeniowo pomiarowych. Gwarantuje to uzyskanie dużej dokładności regulacji zapewniającej szybką synchronizację bloku i precyzyjne dostosowanie się turbiny do zachodzących zmian obciążenia.

Po przejściu bloku do pracy w systemie elastycznym z proporcjonalną regulacją obrotów RO(P) likwidacja strefy nieczułości występującej w torze sygnału uchybu obrotów (odchyłki częstotliwości) powinna nastąpić bezzwłocznie i dokonać się automatycznie. Bezzwłoczna likwidacja strefy nieczułości nie wywołuje w tej sytuacji zakłóceń pracy systemu elektroenergetycznego i tworzy optymalny sposób regulacji obrotów. Realizacja tego sposobu jest stosunkowo prosta.

Dostosowanie układów regulacji turbin do pracy w systemie elastycznym przy różnych sposobach identyfikacji tego stanu pracy

W systemie sztywnym, dla bloków pracujących z proporcjonalną regulacją obrotów RO(P), bezwzględna likwidacja strefy nieczułości przy występujących dużych odchyłkach częstotliwości spowodowałaby skutek zmian położenia zaworów regulacyjnych WP turbiny duże i szybkie zmiany mocy czynnej, zakłócenia pracy bloku, a także zmiany przepływów w liniach przesyłowych. Najkorzystniejszym sposobem likwidacji strefy nieczułości jest w tym przypadku taki sposób, w którym nie występują zmiany mocy czynnej bloków.

Sposób likwidacji strefy nieczułości, polegający na wolnym, inercyjnym lub rampowym jej zmniejszeniu, w systemie sztywnym wywołuje zmiany mocy czynnej. W systemie elastycznym (z większą odchyłką częstotliwości od aktualnej wartości strefy nieczułości) realizowany jest algorytm regulatora bez strefy nieczułości z przejściowym przesunięciem charakterystyki turbozespołu o wartość równą likwidowanej strefy nieczułości (max. ± 18 obr./min.). Może to jednak powodować przejściowo, zwłaszcza przy zmianie znaku odchyłki częstotliwości, niekontrolowane wahania obrotów.

W celu wyeliminowania lub ograniczenia zakłóceń wywołanych wyłączeniem stref nieczułości należy w układach regulacji turbin dokonać optymalnego doboru sposobu likwidacji tych stref w zależności od rodzaju systemu, na który pracują te turbiny. Obecny sposób identyfikacji pracy wyspowej bloku z wykorzystaniem tylko sygnału odchyłki częstotliwości przekraczającej zadany próg jest niewystarczający do sterowania sposobami wyłączania stref nieczułości, gdyż możliwe są sytuacje, w których mimo wystąpienia dużych odchyłek częstotliwości system pozostaje sztywny. Wykorzystanie tego sygnału w układach regulacji może doprowadzić do błędnego doboru sposobu likwidacji strefy nieczułości.

Doboru tego jednoznacznie można dokonać obecnie tylko wykorzystując sygnał stanu wyłącznika blokowego (generatorowego) potwierdzającego pracę bloku na system elastyczny (praca bloku na potrzeby własne).

Sposób szybkiej likwidacji strefy nieczułości niepowodujący zmian otwarć zaworów regulacyjnych WP turbin, a zatem – zmian mocy czynnej, który może być zastosowany zarówno w systemie sztywnym jak i elastycznym – jest sposobem uniwersalnym, niewrażliwym na błędną identyfikację pracy bloku w systemie elastycznym. W systemie elastycznym, wskutek zastosowania tego sposobu, ma miejsce przesunięcie charakterystyki statycznej turbozespołu o wartość równą likwidowanej strefy nieczułości (max. ± 18 obr./min.), w przypadku, gdy w chwili likwidacji strefy nieczułości odchyłka częstotliwości miała wartość różną od zera. Nie zagraża to jednak stabilnej pracy bloku. Realizacja tego sposobu polega na kompensacji sygnału zadanego położenia zaworów regulacyjnych turbiny sygnałem wyjściowym ze stacyjki ręcznego sterowania położeniem tych zaworów, co odbywa się w jednym cyklu obliczeniowym bez przerywania toru regulacji proporcjonalnej. W niektórych układach regulacji turbin wykonanie stosownych modyfikacji jest niestety stosunkowo trudne.

Instytut zrealizował omawiany sposób likwidacji strefy nieczułości na obiektach rzeczywistych, poprzedzając te prace badaniami modelowymi. Uzyskane wyniki upoważniają do sformułowania następujących uwag:

- należy dążyć do zwiększenia liczby turbozespołów w KSE wyposażonych w układ szybkiej likwidacji strefy nieczułości, który nie powoduje zmian otwarć zaworów regulacyjnych WP turbin podczas tej likwidacji,
- należy, jeżeli to możliwe, eliminować ze struktur regulacji sygnał identyfikacji pracy na system elastyczny bądź dążyć do opracowania jednoznacznego kryterium tworzenia tego sygnału.

Dostosowanie układów regulacji turbin do pracy w systemie elastycznym, polegające na wyłączeniu regulatora mocy i pozostawieniu aktywnego regulatora proporcjonalnego obrotów, może projektantom układów regulacji turbin nastręczyć pewnych problemów. Problemy te uzależnione są od zastosowanych rozwiązań układów regulacji turbin, a także sposobu tworzenia sygnału informującego o przejściu bloku do pracy w systemie elastycznym. Wspólną cechą łączącą stosowane w krajowej energetyce zawodowej układy regulacji turbin jest w ich realizacji elektronicznej występowanie proporcjonalnego regulatora obrotów turbiny (następcy mechanicznego regulatora Watta) oraz regulatora mocy czynnej bloku, któremu moc zadaną koryguje sygnał wyjściowy z proporcjonalnego regulatora obrotów turbiny przetworzony w członie nieliniowym ze strefą nieczułości i ograniczeniami.

W sygnale korekcyjnym dla regulatora mocy od sygnału odchyłki częstotliwości spotkać można dodatkowo (w niektórych realizacjach) dynamiczny model odpowiedzi mocy bloku na zmianę częstotliwości, a w sygnale wyjściowym z regulatora proporcjonalnego obrotów człon nieliniowy ze strefą nieczułości i ograniczeniami. Wspomniane człony nieliniowe są z reguły sterowane przetworzonymi w odpowiednich układach sygnałami logicznymi zmieniającymi nastawy tych członów (strefy nieczułości, ograniczenia). Sterowań przełączających dokonuje się między innymi sygnałami: identyfikacji pracy bloku na system elastyczny, stanu wyłącznika bloku, zazbrojenia turbiny, stanu pracy UAR turbiny i innych.

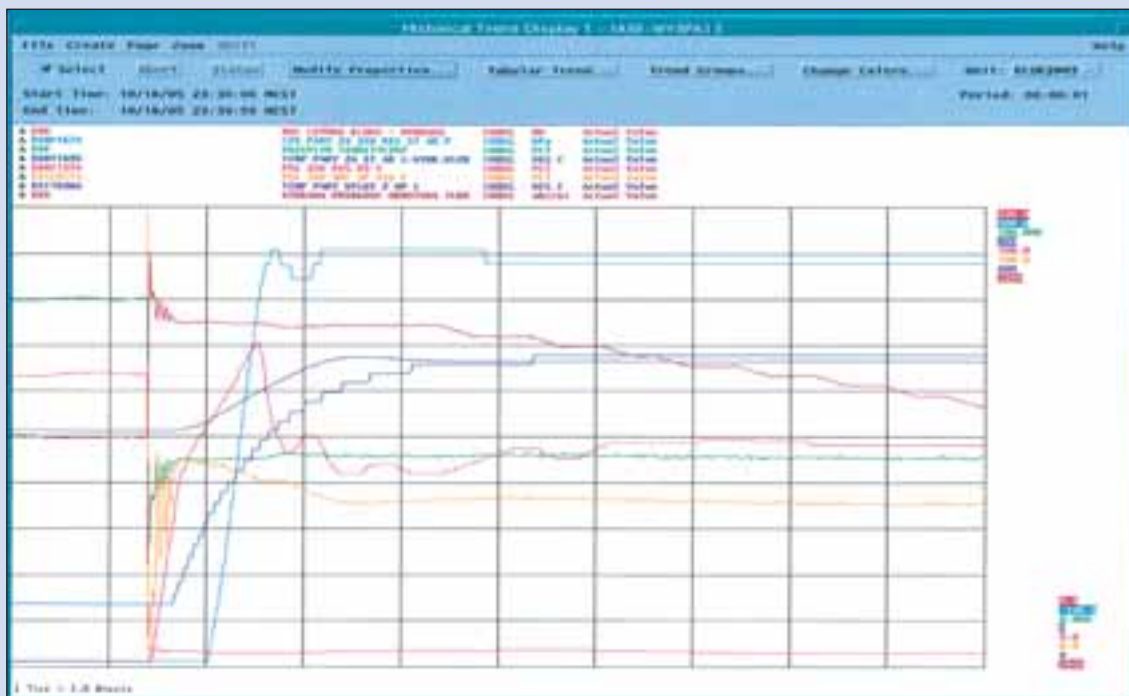
Badania obiektowe, a także próby odbiorowe układów regulacji turbin potwierdziły, że identyfikacja pracy bloku w systemie elastycznym oparta na przekroczeniu odchyłki częstotliwości o próg ± 500 mHz nie wymagała istotnych ingerencji we wspomniane struktury regulacji, a dokonywane modyfikacje dotyczyły głównie umożliwienia proporcjonalnemu regulatorowi obrotów swobodnego działania, przy wyłączonym z pracy regulatorze mocy.

Przykład odpowiedzi bloku podczas zrzutu jego obciążenia z poziomu ok. 150 MW (dla bloków o mocy 200 MW) do poziomu równego mocy potrzeb własnych przy przekroczeniu odchyłki częstotliwości o próg ± 500 mHz jest przedstawiony na rysunku 1. Również zmiana wyżej wymienionego progu do poziomu ± 1300 mHz, jak wykazały badania modelowe zrzutu obciążenia bloku do poziomu potrzeb własnych bez informacji o stanie wyłącznika blokowego, w strukturach już dostosowanych do pracy w systemie elastycznym, nie prowadzi do niebezpiecznych stanów pracy turbiny.

Dalsze zwiększanie tego progu podnosi ryzyko wyłączenia bloku przez wytraski turbiny i nie powinno przekroczyć ± 1500 mHz. Badania te należy jednak potwierdzić eksperymentami na obiekcie rzeczywistym.

Inne kryterium identyfikacji pracy bloku w systemie elastycznym oparte na opóźnionym o 1 sekundę sygnale przekroczenia przez odchyłkę częstotliwości progu ± 1300 mHz nastręcza więcej problemów. Głównymi przyczynami są: zbyt późne (w związku z 1-sekundową zwłoką czasową) dokonywanie przełączeń w członie nieliniowym umiejscowionym w torze sterowania proporcjonalnego regulatora prędkości (limiter), a także aktywne oddziaływanie regulatora mocy na sygnał sterujący zaworami regulacyjnymi turbiny do czasu jego odłączenia przez układy logiki.

Pierwsza niedogodność zmusza do wyeliminowania wszelkich ograniczeń w torze oddziaływania proporcjonalnego



Rys. 1. Odpowiedź bloku podczas zrzutu jego obciążenia z poziomu ok. 150 MW do poziomu równego mocy potrzeb własnych

regulatora prędkości w kierunku na przymyknięcie zaworów regulacyjnych turbiny, gdyż brak natychmiastowej reakcji tego regulatora (zwłoka 1-sekundowa) prowadzi w przypadku zrzutu obciążenia do poziomu mocy równego potrzebom własnym do wybiecia turbiny od dynamicznej zwężki obrotów.

Druga niedogodność objawia się, zwłaszcza przy zrzutach mocy do poziomu potrzeb własnych bez wykorzystania sygnału stanu wyłącznika blokowego, przesunięciem charakterystyki statycznej turbiny w skrajne położenia w wyniku działania sygnału sterującego regulatora mocy, głównie sygnału proporcjonalnego do uchybu mocy.

Skutkuje to ustaleniem się statycznego przyrostu obrotów turbiny na poziomie odpowiadającym zrzutowi obciążenia, jakby nastąpił on z poziomu mocy znamionowej turbozespołu. Przewiduje się dalsze rozpoznanie tego zjawiska i ewentualne wyeliminowanie jego wpływu na jakość regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym.

Występowanie nadmiernego wzrostu temperatury pary na wylocie z części WP turbiny po zrzucie obciążenia do mocy potrzeb własnych i sposób opanowania tego zjawiska

Przyczynami występowania nadmiernego wzrostu temperatury pary na wylocie z części WP turbiny po zrzucie obciążenia do mocy potrzeb własnych dla turbiny, w której para świeża przepływa szeregowo przez część wysokoprężną, a następnie przez część średnioprężną i niskoprężną są: zbyt mały przepływ pary przez część wysokoprężną oraz zbyt wysokie ciśnienie pary na wylocie z tej części.

Zbyt mały przepływ pary przez część wysokoprężną nie zapewnia wystarczającego schłodzenia części wylotowej WP turbiny, a zbyt wysokie ciśnienie pary na wylocie z tej części ustala zwiększoną temperaturę pary. Aby rozwiązać ten problem i nie dopuścić do działania zabezpieczenia od przekroczenia temperatury progowej np. 440°C, powodującego wyłączenie turbiny Instytut zaproponował modyfikację układu sterowania zaworami regulacyjnymi części WP i SP turbiny. Schemat układu przedstawiono na rysunku 2.

W układzie tym następuje korekta otwarć zaworów regulacyjnych WP i SP turbiny uzależniona od wartości temperatur pary wylotowych z części WP i NP, a także od stopnia otwarć tych zaworów. W celu zapewnienia chłodzenia części wylotowej kadłuba WP zwiększa się otwarcie zaworów regulacyjnych WP po przekroczeniu przez temperaturę wylotową pary z kadłuba WP progowej wartości 370°C proporcjonalnie do tego przekroczenia, lecz nie więcej niż 25% sygnału przed korektą po osiągnięciu przez temperaturę na wylocie z WP poziomu 420°C (poziom działania zabezpieczeń).

Aby powyższymi działaniami nie spowodować wzrostu obciążenia turbozespołu przymyka się równocześnie zawory regulacyjne przed częścią SP w stopniu zapewniającym kompensację przyrostu mocy wytworzonej przez część WP turbiny. Może to spowodować jednak nadmierny przyrost temperatury pary na wylocie z części NP turbiny. Aby się przed tym zabezpieczyć (podobnie jak to uczyniono dla części WP) koryguje się stopień otwarcia zaworów regulacyjnych przed częścią SP w ten sposób, że zwiększa się otwarcie tych zaworów proporcjonalnie do przekroczenia przez temperaturę wylotową z części NP turbiny wartości progowej temperatury pary na wylocie z NP – około 80°C, lecz nie więcej niż 25% sygnału sterującego nieskorygowanego dla temperatury wylotowej około 120°C. Aby nie powodować szkodliwych przesunięć początków otwarć zaworów regulacyjnych WP i SP, wymienione korekty są automatycznie wyłączane, gdy wartość sygnału sterującego odpowiada zamknięciom tych zaworów. Założono, że początki otwarć zaworów regulacyjnych WP i SP powinny być wspólne.

Opracowanie algorytmu układu regulacji obciążenia kotła dla bloku pracującego w systemie elastycznym

Sterowanie (proporcjonalne do odchyłki obrotów turbiny) położeniem zaworów regulacyjnych WP/SP turbiny pracującej w trybie proporcjonalnej regulacji obrotów zmienia strumień pary pobieranej przez tę turbinę. Ten niezbalansowany dostatecznie szybko przez bezwładny kocioł strumień pary może wywołać znaczne i niebezpieczne szybkie zmiany ciśnienia pary świeżej. Zatem konieczne jest zautomatyzowanie dostosowania

Przejsie do pracy w systemie elastycznym z duzym deficytem mocy generowanej skutkuje nadmiernymi spadkami cisnienia pary swiezej przed turbiną, zaś ograniczniki otwarcia zaworów WP/SP turbiny w UAR turbiny umozliwiają tylko dopuszczalne (ze wzgledu na dynamike i bezpieczenstwo kotla i turbiny) zmiany otwarcia zaworów, nie eliminując cechy proporcjonalności w ich sterowaniu. W tych warunkach kocioł jest w stanie odbudować swoje zasoby akumulacji, a tym samym przywrócić wartość cisnienia do poziomu nominalnego. Dzieje się to z wykorzystaniem nowego trybu pracy przewidzianego dla UAR obciazenia – ROC (regulacja obrotów proporcjonalna na turbinie, regulacja cisnienia pary na kotle). W tym trybie pracy strumień paliwa podawanego do kotła uzależniony jest od odchyłki cisnienia pary swiezej przed turbiną przetworzonej w regulatorze cisnienia pary np. o charakterystyce PID i pomocniczych sygnalów sterujących, podobnie jak ma to miejsce przy pracy bloku w systemie sztywnym (ARCM). W tym stanie pracy zamknięte stacje RS realizują funkcje zabezpieczające przed nadmiernym wzrostem cisnienia pary przed turbiną (tak jak w ruchu normalnym). Sposób regulacji ROC stosuje się także do przypadku, gdy wystąpi względna równowaga mocy generowanej i mocy odbiorów po przejściu bloku do pracy w systemie elastycznym. Także po ręcznym zainicjowaniu pracy proporcjonalnej regulacji obrotów układ regulacji obciazenia przechodzi w tryb pracy ROC.

Po detekcji pracy układu w systemie elastycznym ze znaczną nadwyżką mocy i przejściu przez UAR turbiny w tryb pracy: regulacja obrotów proporcjonalna, otwierają się stacje RS – obejściowe części wysokoprężnej turbiny w związku z nadmiernym przyrostem cisnienia pary swiezej przed tą stacją i inicjują automatycznie regulator rezerwy wydajności

kotła, przejmujący sterowanie strumieniem paliwa. Uaktywnia się wtedy następny tryb pracy UAR obciazenia – ROR (regulacja proporcjonalna obrotów na turbinie, regulacja rezerwy wydajności na kotle). W trybie tym, w pętli otwartej sterowania, zmienia się strumień paliwa sygnałem proporcjonalnym do sumy sygnalów mocy bloku i sygnalu zadajnika rezerwy wydajności kotła. Sumę sygnalów mocy bloku i sygnalu zadajnika rezerwy wydajności kotła przetwarza się następnie w specjalnym filtrze, który zabezpiecza sygnał sterujący strumieniem paliwa przed jego zbyt gwałtownymi i dużymi zmianami, a następnie uzależnia się ją od wyliczonego współczynnika pozwalającego przeliczyć zadane obciazenie kotła wyrażone w jednostce mocy (MW) na wyrażoną w jednostce wydajności (t/h) lub procentach (%) wielkość zadanego wysterowania podajników węgla. Przełączanie wszelkich trybów pracy, w tym nowo dodanych, odbywa się bezuderzeniowo z planszej obsługi układu regulacji obciazenia.

Podsumowanie

Układy regulacji obciazenia dostosowane do pracy w systemie elastycznym zgodnie z zaprezentowanymi rozwiązaniami zostały zrealizowane na dziewięciu zmodernizowanych blokach 200 MW. Wspomniane i wiele innych, pomniejszych problemów zostało rozwiązanych lub trwają prace nad ich rozwiązaniem. Dostosowanie układów regulacji bloków do uczestniczenia w aktywnej obronie i odbudowie KSE powinno być nadal doskonalone i weryfikowane stosownymi badaniami.



Andrzej Bielaczyc, Stanisław Lasota

Elektrownia „Kozienice” S.A.

Włodzimierz Fennig, Robert Kielian, Mariusz Lipiński

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o

Wpływ współspalania biomasy na pracę UAR obciazenia bloków 200 MW wraz z koncepcją ich modernizacji na przykładzie Elektrowni „Kozienice” S.A.

Zgodnie z obowiązującymi wymaganiami w polskiej energetyce elektrownie opalane węglem są zobligowane, aby określona przepisami część sprzedawanej energii elektrycznej pochodziła ze źródeł odnawialnych. W przypadku braku możliwości produkcji energii elektrycznej zakwalifikowanej jako energia odnawialna elektrownie są zobowiązane zakupić wymagane ilości tej energii po cenach rynkowych. By nie ponosić kosztów zakupu tej energii *Elektrownia „Kozienice” S.A.* w 2007 roku zabudowała nową instalację do spalania biomasy na blokach 200 MW w kotłach typu OP 650. Biomasa jest podawana bezpośrednio na istniejące węglowe przenośniki taśmowe i dalej do młynów węglowych i kotłów parowych. Instalacja umożliwia obecnie spalanie biomasy w ilości do 10% wartości wagowej podawanego paliwa. Instalacja ta umożliwiła spalanie na blokach 200 MW w 2008 roku ok. 100 000 ton biomasy.

Była to przede wszystkim biomasa wysokoprzetworzona pochodzenia leśnego oraz częściowo rolnego (w ilości obowiązującej w 2008 r., tzn. ok. 5% całej ilości biomasy) w postaci pelet o kaloryczności zbliżonej do niskokalorycznego węgla kamiennego.

W 2008 r., przy podawaniu do młynów różnego rodzaju biomasy (zrębki, trociny, wióry itp.), wystąpiły zakłócenia w pracy na blokach oraz regulacji mocy czynnej i częstotliwości (ARCM) pracujących w ramach usług systemowych świadczonych dla *PSE-Operator*. W związku z tym *Elektrownia „Kozienice” S.A.* wystąpiła do *Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o* z prośbą o przeprowadzenie badań na wybranych dwóch blokach 200 MW w celu określenia wpływu współspalania biomasy z węglem kamiennym na pracę układu regulacji obciazenia w kotłach bloków 200 MW typu OP 650 oraz możliwości opracowania i wdrożenia metod przeciwdziałania tym zjawiskom.

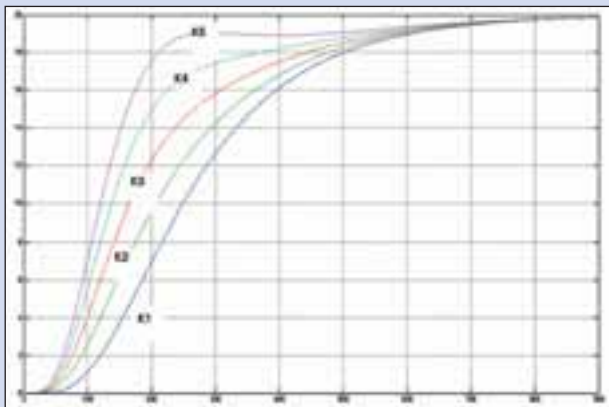
Badania modelowe

W ramach umowy badawczo-wdrożeniowej podpisanej z *Instytutem Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.* przeprowadzono badania modelowe w zakresie dotyczącym wpływu dynamiki bloku na jego własności regulacyjne.

Zbadano podatność funkcjonującej na blokach nr 6 i 8 struktury regulacji na zmiany dynamiki obiektu i jej odporność na zakłócenia wewnętrzne w strumieniu dostarczanego węgla. Wykorzystując już zdobyte doświadczenia oraz wyniki wcześniejszych badań obiektowych wskazujące, że nadmierny udział biomasy w strumieniu podawanego paliwa do kotła skutkuje pogorszeniem jego własności dynamicznych, a w szczególności zmniejsza pasmo regulacji bloku, przebadano na modelu nowe elementy struktury regulacji, które kompensują wspomniane niedomagania. Badania przeprowadzono dla przyjętych różnych własności dynamicznych kotła.

Sklasyfikowano 5 grup bloków o różnych własnościach dynamicznych. Parametrem wyróżniającym te grupy była wartość przyrostu mocy osiągnięta w drugiej minucie po skokowej zmianie strumienia paliwa przy stałym utrzymywaniu zaworami turbiny ciśnieniu pary świeżej. W dziesiątej minucie dla tak sklasyfikowanych grup wartość mocy osiąga więcej niż 80% poziomu stanu ustalonego. Wartości mocy osiągniętej w drugiej minucie dla poszczególnych grup wynoszą odpowiednio: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%.

Na rysunku 1 przedstawiono odpowiedzi bloku pracującego w trybie PK1 (stałego ciśnienia pary świeżej utrzymywanych zaworami turbiny) na zmianę mocy zadanej o 20 MW i działającym jedynie współczynnikiem wartości opałowej K0 dla różnych dynamik kotła.

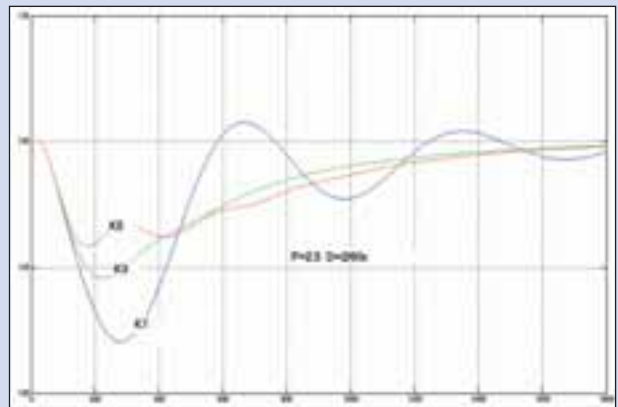


Rys. 1. Odpowiedzi bloku pracującego w trybie PK1 na zmianę mocy zadanej o 20 MW i działającym jedynie przy współczynniku wartości opałowej K0 dla różnych dynamik kotła

Na rysunku 2 przedstawiono odpowiedzi bloku pracującego w trybie PT1 (utrzymywanie mocy bloku na zadanym poziomie poprzez korygowanie wartości zadanej ciśnienia pary) na wewnętrzne zakłócenia w kotle rzędu 10 MW dla różnych dynamik kotła dla następujących nastaw regulatora PD: P = 2,5; D = 2/60 s.

Następnie dla każdej z grup przeprowadzono optymalizację nastaw w celu utrzymania zadanego ciśnienia pary świeżej.

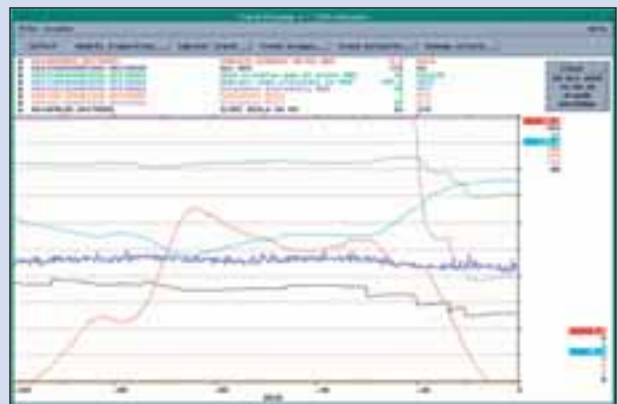
Nastawy regulatora PD oddziałującego na strumień paliwa optymalne dla kotła o charakterystyce K3 nie są odpowiednio dla kotłów o charakterystykach K1 i K5.



Rys. 2. Odpowiedzi bloku pracującego w trybie PT1 na wewnętrzne zakłócenia w kotle rzędu 10 MW dla różnych dynamik kotła dla następujących nastaw regulatora PD: P = 2,5; D = 2/60 s

Badania obiektowe

Badania obiektowe wykonano na blokach nr 6 i 8. Wykonano badania dynamiki bloku przy różnych obciążeniach poprzez ręczną zmianę strumienia podawanego paliwa, przy średnim udziale współspalanej biomasy (pelety) wynoszącym ok. 6% i stałym (utrzymywanym zaworami turbiny) ciśnieniu pary świeżej (tryb pracy PK1). Wykonano także próby dynamiki bloku bez współspalania biomasy. Następnie zbadano dynamikę bloków przy wymuszeniu zmiany strumienia paliwa poszczególnymi podajnikami i jednocześnie pracę układów regulacji powietrza pierwotnego, zasoby zakumulowanego pyłu węglowego w młynach węglowych i możliwości jego wykorzystania. Zbadano również zmodernizowane układy ochrony młynów węglowych przed „zasypaniem” (rys. 3) oraz układy wykrywania braków węgla w młynie. Podczas wykonywania prób były czynne wszystkie istotne układy regulacji kotła i turbiny.



Rys. 3. Prezentacja pracy układu ochrony młyna węglowego MW3 bloku nr 8 przed „zasypaniem”

Wnioski z badań

Wnioski z badań modelowych

Na podstawie przeprowadzonych badań modelowych stwierdzono, że:

- układ regulacji obciążenia posiada właściwość adaptacji głównego toru sterowania paliwem do zmieniających się właściwości spalnego paliwa,

- mimo właściwości adaptacyjnych w głównym torze sterowania paliwem konieczne jest automatyczne wprowadzenie zmian nastaw wybranych członów dynamicznych i regulatorów, aby po przeprowadzeniu optymalizacji spalania nie dopuścić do pogorszenia jakości regulacji ARCM,
- możliwy jest optymalny dobór nastaw członów dynamicznych i regulatorów, który zapewnia wymaganą jakość i minimalizację kosztów regulacji ARCM.

Wnioski z badań obiektowych

Na podstawie przeprowadzonych badań obiektowych stwierdzono, że:

- współspalanie wysoko przetworzonej biomasy na poziomie 6% nie pogarsza własności dynamicznych bloku jako obiektu regulacji ciśnienia pary świeżej i mocy w odniesieniu do spalania samego węgla,
- możliwe jest (stosując środki automatyki) zwiększenie ilości współspalanej biomasy, nie pogarszając jednocześnie własności regulacyjnych i sprawności bloku, a także zachowując dyspozycyjność układów regulacji,
- dynamika odpowiedzi mocy bloku na skokowe wymuszenie strumieniem paliwa jest wystarczająco dobra do uzyskania szybkich i dużych przyrostów mocy przy angażowaniu stosunkowo niewielkich zasobów akumulacji cieplnej kotła,
- warunkiem uzyskania dobrej dynamiki odpowiedzi mocy bloku na skokowe wymuszenie strumieniem paliwa jest poprawne działanie układów regulacji ilości powietrza pierwotnego pracujących młynów węglowych,
- dla uzyskania poprawnego działania układów regulacji ilości powietrza pierwotnego należy zlinearyzować charakterystyki przepływowe kierownic wentylatorów młynowych,
- współspalanie biomasy od zawartości 6% zauważalnie obniża maksymalne wydajności młynów węglowych (jest to w chwili obecnej przedmiotem dokładnych badań), co wiąże się z koniecznością załączania do pracy czwartego młyna – jeśli istnieje potrzeba osiągnięcia maksymalnych mocy bloku,
- należy zastosować układ automatyki, który sygnalizuje operatorowi właściwy moment załączenia lub wyłączenia kolejnego młyna węglowego w celu niedopuszczenia do przeciążenia lub nadmiernego odciążenia pozostałych młynów,
- należy zastosować zmodyfikowane układy ochrony młynów węglowych przed „zasypaniem”,
- współspalanie biomasy skutkuje pojawieniem się głębszych i częściej występujących zakłóceń wewnętrznych w odniesieniu do spalania samego węgla.

Koncepcja modernizacji układu regulacji obciążenia

Istotą koncepcji jest stworzenie rezerw w zasobach regulacyjnych i ich optymalne wykorzystanie, a także niedopuszczenie do propagacji zakłóceń wewnętrznych niekorzystnie wpływających na pracę całego bloku. Zasobami regulacyjnymi są akumulacja cieplna kotła i zakumulowany pył węglowy w młynach węglowych. W trakcie regulacji mocy czynnej bloku ma miejsce ciągły proces naruszania i odbudowy zasobów regulacyjnych. Naruszanie tych zasobów ma miejsce również w przypadku regulacji zakłóceń wewnętrznych (głównie związanych ze zmieniającą się wartością opałową paliwa), ich niejednorodnością, a także niestabilnie pracującymi młynami węglowymi. Jako że współspalaniu biomasy towarzyszy występowanie głębszych i częstszych zakłóceń

wewnętrznych należy dla ich zregulowania zarezerwować większe niż dotychczas zasoby regulacyjne. Cel optymalnego gospodarowania zasobami regulacyjnymi osiągnięto poprzez odpowiedni dobór nastaw członów dynamicznych i regulatorów formujących strumień zadanej ilości paliwa podawanego do młynów węglowych.

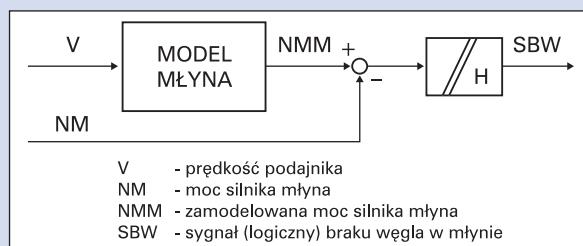
Powodem pojawiania się zakłóceń wewnętrznych jest w dużej mierze niestabilna praca młynów w trakcie ich „zasypania”, jak również „odkopywania”. Aby nie dopuszczać do niestabilnej pracy młynów, a jednocześnie móc je maksymalnie obciążyć zastosowano zmodernizowany układ ochrony młyna węglowego przed „zasypaniem”.

W związku z tym, że układ ochrony młyna węglowego przed „zasypaniem” zaczyna oddziaływać dopiero po pojawieniu się pierwszych objawów niestabilnej pracy młyna węglowego zaprojektowano i uruchomiono układ obliczający na bieżąco moc bloku, jaką można w danych warunkach osiągnąć nie przeciążając młynów węglowych. Układ ten wylicza także minimalną moc bloku, jaką można osiągnąć w danych warunkach nie odciążając nadmiernie młynów węglowych.

W celu zminimalizowania głębokiego zakłócenia wewnętrznego, jakim jest brak węgla w młynie węglowym zastosowano sposób wykrywania i sygnalizacji zakłóceń w pracy młyna węglowego średniobieżnego – patent Nr 193188.

Opis zmian w strukturach regulacji obciążenia bloku

W trakcie realizacji badań uruchomiono i nastrojono układ wykrywania i sygnalizowania braków węgla (rys. 4) oraz opracowano algorytm wspierania się młynem rezerwowym i mazutem przy pogarszaniu się jakości paliwa i występowaniu dużych zakłóceń wewnętrznych. Wspomniany już w koncepcji modernizacji układ obliczania minimalnego i maksymalnego obciążenia bloku wykorzystuje sygnały: prędkości podajników węglowych, wyliczany na bieżąco współczynnik wartości opałowej K_0 , który stanowi główny element toru sterowania strumieniem paliwa w układzie regulacji obciążenia bloku, stan pracy młyna węglowego oraz status stacyjki sterowniczej podajnika węgla (auto/ręka). Sygnał granicznej możliwości obciążenia młyna węglowego przyjmuje wartość zero dla młyna wyłączzonego.

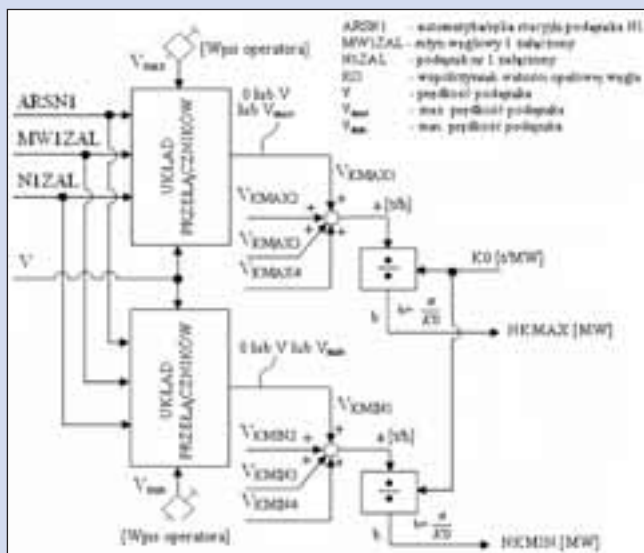


Rys. 4. Schemat układu wykrywania braków węgla w młynie węglowym

Dla pracującego młyna sygnał ten przyjmuje wartość maksymalnej, dopuszczalnej prędkości podajnika w sterowaniu automatycznym (może być ona deklarowana przez operatora bloku) lub wartość aktualnej prędkości podajnika w sterowaniu ręcznym. Sygnał bieżącej, maksymalnej mocy bloku (NKMAX) jest ilorzem sumy sygnałów granicznych możliwości obciążenia młynów węglowych (suma 4 sygnałów) przez współczynnik wartości opałowej K_0 .

Sygnal granicznej możliwości odciążenia młyna węglowego przyjmuje wartość zero dla młyna wyłączonego. Dla pracującego młyna sygnał ten przyjmuje wartość minimalnej, dopuszczalnej prędkości podajnika w sterowaniu automatycznym (może być ona deklarowana przez operatora bloku) lub wartość aktualnej prędkości podajnika w sterowaniu ręcznym. Sygnał bieżącej, minimalnej mocy bloku (NKMIN) jest ilorazem sumy sygnałów granicznych możliwości obciążeń młynów węglowych (suma 4 sygnałów) przez współczynnik wartości opałowej K0.

Tak obliczone sygnały obciążeń NKMAX i NKMIN (rys. 5) umieszczane są na grafikach interfejsu obsługi. W układzie ochrony młyna węglowego przed „zasypaniem” dokonano rozdzielenia (dotychczas wspólnego) dynamicznego i statycznego toru przetwarzania sygnałów mocy silnika młyna i temperatury mieszanki pyłowo-powietrznej na dwa niezależnie działające tory.



Rys. 5. Schemat układu tworzenia sygnału NKMAX i NKMIN

Takie rozwiązanie czyni układ bardziej funkcjonalnym, gdyż można określić kryterium początku „zasypywania” na podstawie tylko jednego z sygnałów. W warunkach współspalania biomasy ma to szczególne znaczenie, gdyż nie zawsze początkowi procesu „zasypywania” towarzyszy równocześnie spadek temperatury mieszanki pyłowo-powietrznej i wzrost mocy silnika młyna.

W układach przejściowego forsowania paliwa 1, przejściowego forsowania ciśnienia – TAM, obliczenia współczynnika K0, regulatora forsującego wprowadzono nowe, optymalne nastawy.

Wnioski

1. Z dotychczasowej 14-miesięcznej pracy regulacji ARCM przy współspalaniu biomasy z węglem wynika, że podawanie biomasy w ilości większej niż 6% ma znaczący wpływ na pracę automatyki regulacji obciążenia bloku i wymagana jest modernizacja układów obciążenia.
2. Spalanie nieprzetworzonej biomasy w postaci zrębków, wiórów itp. w kotłach typu OP 650 w *Elektrowni „Kozienice” S.A.* ma bardzo niekorzystny wpływ na pracę bloku i nie należy przekraczać ilości 6% masowego udziału tej biomasy w spalonym paliwie.
3. Współspalanie biomasy z węglem wymaga ciągłej diagnostyki i nadzoru nad pracą układów obciążenia bloku.
4. Właściwy dobór rodzaju spalanej biomasy (np. pelety w miejsce zrębków) umożliwia spalanie w większej ilości biomasy, nawet do 10% udziału masowego biomasy w spalonym paliwie.
5. Spalanie wysoko przetworzonej biomasy nie pogarsza dynamicznych parametrów regulacji obciążenia bloku, ale ogranicza wydajność młynów węglowych (przy pracy bloku z maksymalnym obciążeniem muszą pracować cztery młyny – praca bez rezerwy).

Jacek Kiernicki, Grzegorz Bałuka
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

Energia wiatru jako szczególne źródło energii odnawialnej

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną zmusza jej producentów do stałego zwiększania potencjału produkcyjnego przez rozbudowę istniejących i budowę nowych jednostek wytwórczych. Działania te napotykać coraz bardziej restrykcyjne wymagania ekologiczne mające na celu ochronę środowiska przed destrukcyjnymi skutkami tzw. konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej. Degradacja środowiska powodowana przez elektrownie ciepłe emitujące do atmosfery olbrzymie ilości pyłów i gazów cieplarnianych jak też alarmujące prognozy przewidujące szybkie, w czasie niewielu dziesięcioleci, wyczerpanie kopalnych nośników energii: węgla, gazu i ropy naftowej, zmuszają do poszukiwań innych, bardziej przyjaznych otoczeniu i szeroko dostępnych źródeł energii elektrycznej.

Siłownie jądrowe, wolne od emisji gazów i pyłów są bardzo kosztowne i czas ich budowy trwa wiele lat. Do tego

w społeczeństwach wielu krajów zakorzeniona jest obawa przed „atomem”, która znacznie utrudnia podejmowanie decyzji o budowie i samą realizację procesu inwestycyjnego. Niemalym problem stanowi składowanie odpadów powstałych w czasie pracy tych elektrowni. Ogromne są też koszty ich likwidacji. Wielkie siłownie wodne mogą powstawać tylko tam, gdzie są odpowiednie warunki hydrologiczne, a ich budowa ma często bardzo negatywny wpływ na środowisko.

Wolne od negatywnych oddziaływań na środowisko, a do tego praktycznie niewyczerpywalne są źródła energii odnawialnej. Zalicza się do nich generację wiatrową, ogniwa fotoelektryczne, energię geotermiczną, biomasę, energię pływów morskich. Do grupy tej można również zaliczyć ogniwa paliwowe i helioelektrownie, których udział w skażeniu środowiska jest minimalny.

Odnawialne źródła energii są dostępne praktycznie wszędzie, choć intensywność ich występowania, a co za tym idzie celowość wykorzystania nie zawsze jest jednakowa. Takie odnawialne źródła energii jak energia pływowa czy geotermiczna związane są z położeniem geograficznym i geologicznym, inne zależą od warunków klimatycznych i glebowych.

Rozkład odnawialnych źródeł energii na obszarze Polski i intensywność ich występowania pokazuje tabela 1.

Tabela 1

Intensywność występowania odnawialnych źródeł energii na obszarze Polski

Województwo	Udział procentowy w odnawialnych źródłach energii			
	wiatr	woda	biomasa	biogaz
Dolnośląskie	0,03	6,8	-	8,5
Kujawsko-Pomorskie	10,4	22,3	19,9	7,3
Lubelskie	0,05	0,1	1,1	2,2
Lubuskie	0,1	12,2	-	1,3
Łódzkie	8,0	2,0	-	8,4
Małopolskie	0,1	18,6	-	6,4
Mazowieckie	1,0	2,3	41,2	11,9
Opolskie	0,08	2,7	-	0,4
Podkarpackie	2,8	22,0	0,2	5,0
Podlaskie	0,5	0,08	-	3,6
Pomorskie	25,1	3,3	36,4	9,8
Śląskie	0,4	3,8	0,09	16,1
Świętokrzyskie	0,6	0,2	-	2,0
Warmińsko-Mazurskie	8,5	1,5	0,3	3,6
Wielkopolskie	3,4	2,1	0,6	10,0
Zachodniopomorskie	38,4	1,3	-	3,3

Pośród wymienionych źródeł energii odnawialnej specyficzne miejsce zajmuje energia wiatrowa, a rozwój opartej na jej wykorzystaniu energetyki wiatrowej przebiega ze szczególnie dużą dynamiką.

Jak prawie wszystkie rodzaje energii odnawialnych, energia wiatrowa jest pośrednią formą energii słonecznej otrzymywanej przez Ziemię, od 1 do 2% tej energii jest przetwarzana na energię wiatrową. Niewątpliwą zaletą energii wiatrowej jest jej dostępność na całym prawie obszarze Ziemi. Oczywiście wielkość dostępnej energii wiatrowej nie jest wszędzie jednakowa i różni się dość znacznie. Tak jak złoża kopalnych nośników energii tak i obszary o dużym potencjale energii wiatrowej rozłożone są nierównomiernie, korzystne warunki do eksploatacji energii wiatrowej istnieją zwykle na terenach nadmorskich oraz na rozległych równinach. Pośród krajów europejskich najkorzystniejsze warunki do wykorzystania potencjału energii wiatrowej mają Wielka Brytania i Francja.

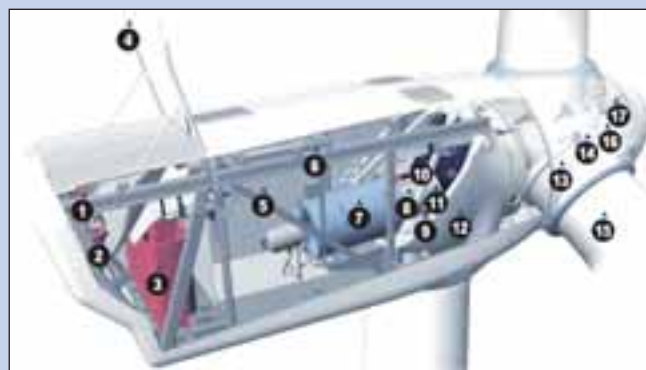
Energia wiatrowa przetwarzana jest na energię mechaniczną, służącą bezpośrednio do wykonywania określonych prac lub, co obecnie jest jej podstawowym zadaniem, do generacji energii elektrycznej.

Elektrownie wiatrowe (turbiny wiatrowe) o mocach od kilkuset kilowatów do 5 czy 6 MW to skomplikowane urządzenia techniczne, wyposażone w sprzężone z napędem wiatrowym generatory energii elektrycznej, systemy regulacji prędkości obrotowej napędu i systemy regulacji i kontroli wytwarzanej energii elektrycznej.

Turbina wiatrowa przetwarza energię wiatrową na energię mechaniczną, a następnie na energię elektryczną. Podstawowymi elementami turbiny wiatrowej są: wieża, zwykle o wysokości od kilkudziesięciu do około stu metrów

podtrzymująca gondolę i wirnik na wysokości zapewniającej lepsze wykorzystanie wiatru; gondola mieści wewnątrz generator oraz system napędu i regulacji; wprawiany w ruch przez wiatr wirnik zapewnia moment napędowy. Stosowane obecnie turbiny wiatrowe pracują zwykle przy prędkościach wiatru od 3 m/s (prędkość startowa) do 25 m/s, przy wiatrach silniejszych turbina jest automatycznie wyłączana, a kąt natarcia łopaty ustawiany w bezpiecznej pozycji.

Rysunek 1 przedstawia przekrój gondoli turbiny wiatrowej firmy *Vestas Wind Systems*, z widokiem na poszczególne zespoły napędowe i regulacyjne.



Rys. 1. Przekrój gondoli turbiny wiatrowej firmy *Vestas Wind Systems A/S*

- 1 - system chłodzenia, 2 - system chłodzenia generatora,
- 3 - transformator, 4 - wiatromierz i wiatrowskaz ultradźwiękowy,
- 5 - regulator VMP z przetwornikiem, 6 - suwnica, 7 - generator,
- 8 - sprzęgło, 9 - silnik kierunkowy, 10 - multiplikator prędkości,
- 11 - hamulec mechaniczny, 12 - korpus gondoli,
- 13 - łożysko łopat, 14 - piasta, 15 - łopaty,
- 16 - dźwignia regulacji poskoku, 17 - regulator piasty

Moc jednostkowa turbiny wiatrowej w porównaniu z mocami turbozespołów dużych elektrowni ciepłych czy wodnych osiągających rząd kilkuset czy nawet ponad 1000 MW, jest mała, ale wytwarzana przez nią energia nie jest obciążona grzechem degradacji środowiska, a zużytej energii pierwotnej nie ubywa. Dla uzyskania większych efektów energetycznych i ekonomicznych zarazem tworzy się w miejscach o ko-rzystnych warunkach wiatrowych tzw. farmy wiatrowe gromadzące większą liczbę turbin. Moc całkowita takiej farmy wynosi od kilkudziesięciu do kilkuset megawatów.

Zalety energii wiatrowej sprawiają, że spośród wszystkich źródeł energii odnawialnych ona znalazła największe zastosowanie i na jej rozwój przeznaczają się największe środki.

Na dzień 31 grudnia 2008 moc całkowita zainstalowanych w świecie elektrowni wiatrowych wyniosła 120 800 MW. W przedziale lat 2007 – 2008 przyrost zainstalowanej mocy wyniósł 36,2% w stosunku do przedziału lat 2006 – 2007. Według przewidywań¹⁾ całkowita moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na świecie osiągnie w roku 2010 wielkość 186 400 MW.

Wśród krajów o największej dynamice rozwoju siłowni wiatrowych latach 2007 – 2008 znajdują się: USA z przyrostem 8358 MW (30,9%), Chiny z przyrostem 6300 MW (23,3%) i Indie z przyrostem 1 800 MW (6,7%).

Dynamikę przyrostu mocy zainstalowanych elektrowni wiatrowych na poszczególnych kontynentach w latach 2003 – 2008 pokazano na rysunku 2²⁾.

¹⁾ *Global Wind Energy Council*

²⁾ *Global Wind Energy Council*

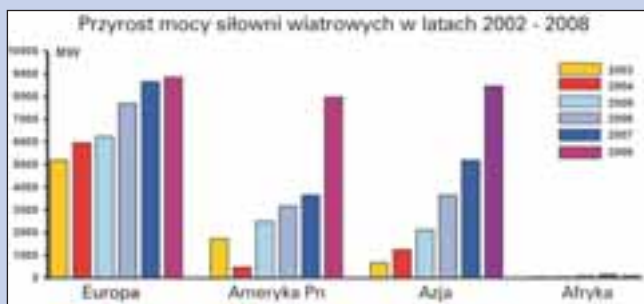
W tabeli 2 przedstawiono dynamikę wzrostu mocy instalacji siłowni wiatrowych w pięciu przodujących w tej dziedzinie krajach świata w latach 2001 – 2008; największe przyrosty wystąpiły w latach 2007 – 2008. Zgodnie z prognozami *Global Energy Council* przyrosty mocy zainstalowanej w latach 2008 – 2009 i 2009 – 2010 będą jeszcze większe.

Tabela 2

Dynamika przyrostu mocy zainstalowanej siłowni wiatrowych w pięciu zajmujących czołowe pozycje krajach świata w latach od 2001 do 2008

Kraj	Moc całkowita zainstalowanych siłowni wiatrowych w latach 2001 – 2008, MW							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
USA	4245	4674	6361	6750	9149	11603	16818	25170
Niemcy	8743	11968	14612	16649	18428	20622	22247	23903
Hiszpania	3550	5043	6420	8263	10027	11615	15145	16754
Chiny	406	473	571	769	1267	2604	6050	12210
Indie	1456	1702	2125	3000	4430	6270	8000	9600

wg *Global Wind Energy Council*



Rys. 2. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych latach 2003 – 2008 w rejonie Europy, Ameryki Północnej, Azji i Afryki

Tabela 3 pokazuje stan zaawansowania krajów Unii Europejskiej w budowie siłowni wiatrowych. Na czele znajdują się dwa kraje – Niemcy i Hiszpania, które znacznie wyprzedzają wszystkie pozostałe.

Tabela 3

Moc całkowita siłowni wiatrowych zainstalowanych krajach Unii Europejskiej (na koniec roku 2008), MW

Poz.	Kraj	Moc zainst.	Poz.	Kraj	Moc zainst.
1	Niemcy	23 903	14	Belgia	384
2	Hiszpania	16 740	15	Bułgaria	158
3	Włochy	3 736	16	Czechy	150
4	Francja	3 404	17	Finlandia	143
5	Wielka Brytania	3 241	18	Węgry	127
6	Dania	3 180	19	Estonia	78
7	Portugalia	2 862	20	Litwa	54
8	Holandia	2 225	21	Luksemburg	35
9	Szwecja	1 021	22	Łotwa	27
10	Irlandia	1 002	23	Rumunia	10
11	Austria	995	24	Słowacja	3
12	Grecja	985	25	Cypr	0
13	Polska ¹⁾	472	26	Słowenia	-

wg *Global Wind Energy Council*

¹⁾ na dzień 30.06.2009 całkowita moc siłowni wiatrowych zainstalowanych w Polsce wynosi 553 MW

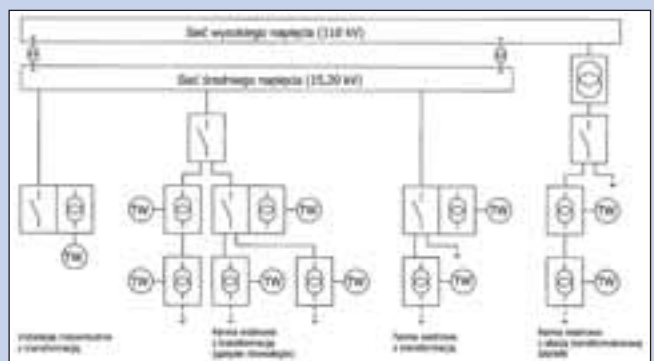
Należy się jednak spodziewać, że mające duże potencjały energii wiatrowej i jednocześnie wsparcie władz Wielkiej Brytanii i Francji wkrótce dołączą do liderów.

W chwili obecnej Polska z 553 MW mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych i udziale generacji wiatrowej w krajowym zużyciu energii elektrycznej rzędu 0,51% odstaje daleko od europejskiej czołówki, ale uwzględniając duży potencjał rozwojowy i przyjazne trendy należy spodziewać się, że ten dystans zostanie wkrótce zmniejszony. Według planów rządowych w roku 2010 całkowita moc siłowni wiatrowych zainstalowanych w Polsce wyniesie 2000 MW, a udział generacji wiatrowej w całkowitym bilansie energetycznym osiągnie 2,3%.

Siłownie wiatrowe wykorzystywane są zarówno do zasilania obszarów izolowanych pozbawionych połączeń z siecią elektroenergetyczną jak i do pracy równoległej z siecią elektroenergetyczną średniego i wysokiego napięcia. Siłownie współpracujące z siecią elektroenergetyczną grupowane są zwykle w farmach wiatrowych liczących kilka, kilkanaście czy kilkadziesiąt jednostek. Moc farmy wiatrowej rzędu kilkudziesięciu lub kilkuset MW odpowiada wtedy mocy średniej wielkości elektrowni konwencjonalnej.

Punkt przyłączenia farmy wiatrowej do krajowej sieci elektroenergetycznej jest definiowany przez operatora sieci po sprawdzeniu kryteriów przyłączenia. Kryteria przyłączenia zależą od obowiązujących norm i przepisów oraz od parametrów sieci, do której farma miałaby być przyłączona. Te ostatnie dotyczą przede wszystkim poziomu napięcia i częstotliwości oraz mocy zwarciorowej i kąta fazowego zwarcia. Kryteria przyłączenia pozwalają na sprawdzenie czy przyłączenie farmy wiatrowej nie wywoła w sieci niepożądanych zmian poziomu napięcia w stanach stacjonarnych i przy zmianach obciążenia, nie wprowadzi niedopuszczalnych wahań napięcia i zakłóceń harmonicznych oraz nie spowoduje konieczności dostosowania przepustowości linii i transformatorów do nowych wartości prądów obciążenia i prądów zwarciorowych. Farmy wiatrowe o dużych mocach przyłączane są zwykle do sieci 110 kV.

Rysunek 3 przedstawia stosowane sposoby przyłączania farm wiatrowych do sieci średniego i wysokiego napięcia. Ponieważ wielkość napięcia generatorowego turbiny wiatrowej zawiera się zwykle w granicach 400 – 690 V do połączenia z siecią elektroenergetyczną SN konieczne jest stosowanie podwyższających transformatorów sprzęgających nN/SN, a do połączenia z siecią 110 kV konieczna jest dodatkowa transformacja SN/110 kV.



Rys. 3. Sposoby przyłączania farm wiatrowych do sieci średniego i wysokiego napięcia (wg NXX-4-grid-connection)

Energia wiatrowa jako źródło energii elektrycznej ma niestety sporo poważnych wad wynikających przede wszystkim z losowego, praktycznie niedającego się przewidzieć, charakteru.

Zmienność prędkości i siły wiatru rzutuje na ilość i ciągłość wytwarzanej energii elektrycznej. Turbina wiatrowa o mocy 2 MW dostarcza w ciągu roku przeciętnie 4400 MWh, czyli jej moc znamionowa jest wykorzystywana zaledwie w 25%, tj. znacznie mniej niż w przypadku źródeł konwencjonalnych.

Produkcja energii elektrycznej przez siłownie wiatrowe – farmy lub indywidualne turbiny – uzależniona jest bezpośrednio od warunków meteorologicznych, dlatego dla operatorów systemów elektroenergetycznych tak ważne są prognozy dotyczące siły i czasu występowania korzystnych dla wytwarzania energii wiatrów. Niepewność co do ilości i okresu doby dostarczanej przez siłownie wiatrowe energii elektrycznej bardzo utrudnia i komplikuje ich współpracę z systemem energetycznym. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych chcąc wykorzystać w sposób maksymalny dostawy energii elektrycznej z siłowni wiatrowych, bilansując przepływy energii elektrycznej w sieci, muszą ustawicznie regulować poziomy produkcji elektrowni podstawowych, co nie jest proste i łączy się z dodatkowymi kosztami.

Zgodnie z przewidywaniami, do roku 2020 udział energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii ma osiągnąć poziom 20%. Wiąże się to z zastąpieniem znacznej liczby konwencjonalnych źródeł energii źródłami odnawialnymi, w których energia wiatrowa będzie miała szczególnie duży udział. Realizacja programu wymagać będzie nie tylko odpowiednich nakładów na budowę nowych i rozbudowę istniejących siłowni wiatrowych, ale też niemałych nakładów na dostosowanie systemu elektroenergetycznego do współpracy z nowymi źródłami.

Ze względu na specyficzny, uzależniony od warunków atmosferycznych, charakter pracy siłowni wiatrowych konieczne też będzie znalezienie technicznych i uzasadnionych ekonomicznie metod pozwalających na magazynowanie energii w okresach jej nadprodukcji i wykorzystanie zgromadzonych zapasów dla pokrycia przyszłego deficytu.

Antonina Kieleczawa, Michał Białecki, Jerzy Drukto, Radosław Izakiewicz, Piotr Pietras, Roman Skakowski
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

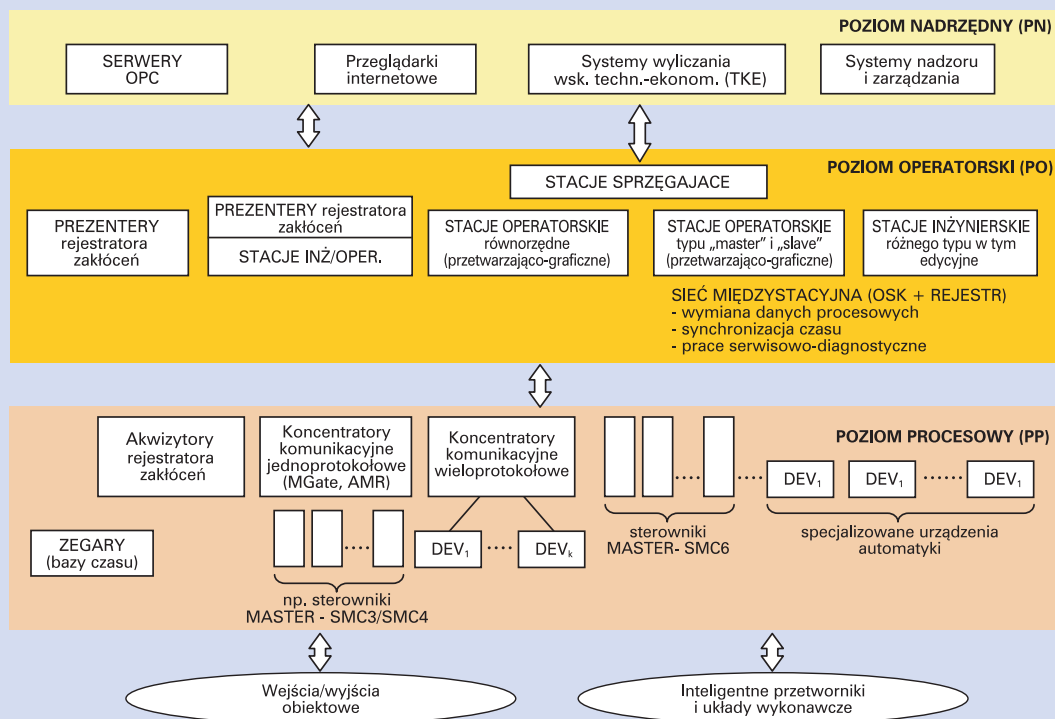
System operatorski MASTER – skalowalność, multiredundancja i integracja komunikacyjna elementów systemu

System automatyzacji MASTER został opracowany w *Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.* Jest rozwijany i modernizowany od dziesięcioleci przez wiele pokoleń inżynierów, informatyków i matematyków. Poza sterownikami MASTER naszej produkcji obsługujemy sterowniki innych producentów. System posiada rozbudowane funkcjonalnie stacje operatorskie, wspomagające pracę operatorów obsługujących procesy technologiczne. System może również wymieniać informacje z zewnętrznymi systemami innych producentów na różnych poziomach.

Posiada strukturę warstwową i składa się z:

- poziomu procesowego (PP),
- poziomu operatorskiego (PO),
- poziomu nadrzędnego (PN),
- podsystemu inżynierskiego (PI).

W każdym poziomie systemu wyodrębnia się strukturę sprzętową i strukturę programową (rys. 1), wszystkie elementy systemu w pionie i poziomie spinają sieci komunikacyjne. Połączenia fizyczne zazwyczaj są zdublowane.



Rys. 1.
Elementy składowe kompleksowego systemu automatyzacji MASTER

Wymiana danych między poziomami odbywa się bezpośrednio przez połączenia fizyczne lub przez połączenia rutowane.

Budowa i cechy systemu operatorskiego MASTER

Stacje operatorskie wspomagają operatorów i inżynierów ruchu przy obsłudze obiektowych procesów technologicznych. Pełne oprogramowanie stacji operatorskiej (SCADA Proster) składa się z oprogramowania systemowego, to jest grupy około 40 programów oraz plików edycyjnych opisujących obiekt, utworzonych przez technologów z wykorzystaniem pakietu edycyjnego. Dla konkretnych aplikacji obiektowych wybór programów i ich uruchomienie następuje na podstawie zdefiniowanych dla obiektu plików konfiguracyjnych. System jest łatwo skalowalny na małe i duże obiekty przemysłowe, spełnia oczekiwania użytkowników, jest stabilny i niezawodny w pracy. Może być wdrażany w zakładach przemysłowych o różnej technologii, choć nasze wdrożenia obejmują przede wszystkim sektor energetyki elektrycznej i ciepłowniczej, ponieważ technologia tych obiektów jest najbliższa profilowi Instytutu.

Przeciwieństwem ww. konstrukcji systemu jest dedykowane oprogramowanie dla konkretnego obiektu o określonej wielkości i technologii.

W budowie systemu operatorskiego można wydzielić profile:

- konfiguracyjno- komunikacyjny,
- technologiczny,
- funkcjonalny.

Profil konfiguracyjno-komunikacyjny

Kompleksowy system automatyzacji MASTER jest systemem wielopoziomowym obejmującym w najprostszyc aplikacjach poziom procesowy i operatorski. W każdym poziomie systemu wyodrębni się strukturę sprzętową i strukturę programową.

Sprzętową bazę systemu operatorskiego MASTER stanowią komputery klasy PC w wykonaniu przemysłowym. Podstawą programową stacji operatorskiej jest wielozadaniowy system operacyjny czasu rzeczywistego QNX 4.25. Obecnie trwają prace nad transformacją systemu operatorskiego na platformę QNX 6.

Każdy poziom można skonfigurować według potrzeb użytkownika z elementów programowo-sprzętowych.

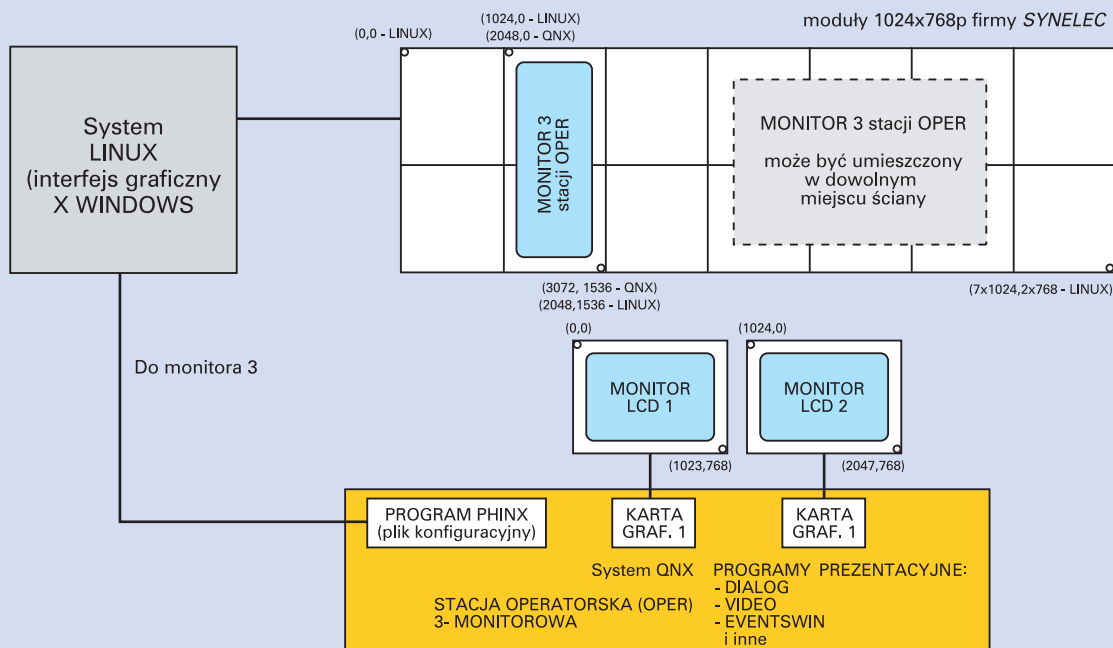
Wszystkie poziomy systemów połączone są międzypoziomą i wewnątrzpoziomą komunikacją w większości opartą na protokołach lokalnych transportowych typu: TCP/UDP/IP/Ethernet lub zdalnych (RS, Frame Relay). Sieci mogą być redundantne, a stacje operatorskie wielokrotnie redundantne, tj. wiele stacji może posiadać równorzędny pod względem akwizycji pomiarów i sterowań dostęp do poziomu procesowego określonego obiektu technologicznego, a także skojarzonych z nim funkcjonalnie innych obiektów w ramach kompleksowej automatyzacji zakładu.

System OS-QNX 4.25 w zakresie komunikacji dostarcza bardzo szybkie, przezroczyste i pewne oprogramowanie lokalnej sieci QNX- FLEET, a także lokalno-zdalnej sieci TCP/UDP/IP.

Stacje operatorskie MASTER obsługują około 6 rodzajów fizycznych sieci (połączeń kablowych) z około 15 podsystemami wymiany danych. Na jednej sieci fizycznej może pracować kilka podsystemów wymiany danych.

Rodzaje sieci fizycznych

- **Sieć MasterNet, redundantna** – komunikacja bramek MGate z ogniwami MASTER i sterownikami innych producentów.
- **Sieć ProNet, pojedyncza lub redundantna** - komunikacja z koncentratorami komunikacyjnymi MASTER (bramkami MGate), koncentratorami komunikacyjnymi innych producentów, urządzeniami automatyki do pomiaru ciepła, energii elektrycznej, poziomu wody i innych.
- **Obiektowa sieć komputerowa (OSK)** – łącząca wszystkie stacje operatorskie systemu MASTER i rejestracji zakłóceń (posiadamy pracujące aplikacje z około 30 stacjami operatorskimi).



Rys. 2. Przykład konfiguracji grafiki dla stacji operatorskiej 3-monitorowej (plik konfiguracyjny programu PHINX zawiera współrzędne położenia monitora 3 w przestrzeni graficznej QNX-Photon i LINUX-XWINDOW)

- Sieć graficzna – łącząca stacje operatorskie z systemem ściany graficznej.
- Sieć rejestratorów zakłóceń (jednocześnie rezerwowa sieć OSK).
- Inne rodzaje sieci (np. synchronizacji czasu – RS485).

Rozbudowany, szybki i niezawodny system komunikacyjny sprawia, że nasz system automatyzacji MASTER może być dowolnie skalowany zależnie od potrzeb użytkownika (rys. 4).

Profil technologiczny

Profil technologiczny systemu związany jest z oprogramowaniem edycyjnym (aplikacyjnym) systemu wykonywanym w trybie off-line na stacjach inżynierskich.

Oprogramowanie to składa się z pięciu edytorów, wykorzystywanych przez technologów do przygotowania plików opisujących cechy konkretnego, automatyzowanego obiektu, i tak:

- edytor katalogów – przygotowuje pliki zawierające opis wszystkich zmiennych:
 - pierwotnych, analogowych i dwustanowych odczytywanych z obiektu,
 - wyliczanych wielkości wtórnych,
 - ręcznie wprowadzanych zmiennych,
 - zmiennych regulacyjnych i sterowniczych.
- edytor przetwarzania funkcjonalnego - koduje algorytmy wyliczania wielkości wtórnych,
- edytor schematów synoptycznych,
- edytor raportów,
- edytor paneli regulacyjno-sterowniczych (stacyjek o dowolnej formie – rys. 3).

Pliki edycyjne, zwane aplikacją poziomu operatorskiego ładowane są do struktur stacji operatorskiej w trakcie startu oprogramowania systemowego i łącznie z poziomem procesowym tworzą konkretny system automatyzacji dla konkretnego obiektu przemysłowego. W czasie pracy stacji operatorskiej inżynier systemu może nanosić częściowe korekty w danych opisujących obiekt, wykorzystując istniejące w systemie opcje inżyniera systemu.

Profil funkcjonalny

Budowa funkcjonalna systemu operatorskiego związana jest z oprogramowaniem systemowym wykonywanym w trybie on-line. Oprogramowanie to składa się z szeregu pracujących współbieżnie modułów programowych realizujących funkcje stacji operatorskich w zakresie: komunikacji, archiwizacji, raportowania, przetwarzania, prezentacji zasobów systemowych, dialogu operatora, zwrotnych oddziaływań regulacyjno-sterowniczych, diagnostyki i obsługi sterowników MASTER itd. Poszczególne moduły są włączane do oprogramowania systemowego, zgodnie z potrzebami użytkowników w fazie jego generowania na podstawie plików konfiguracyjnych. Przykładowo do systemu operatorskiego można włączyć moduły logowania, synchronizacji czasu, także inne w zależności od potrzeb. W ramach poszczególnych modułów dostępna jest też elastyczność. Te możliwości zilustrujemy na przykładzie oprogramowania wizualizacji.

Wyświetlaniem na monitorze zmiennych w różnych formach zajmuje się kilka procesów (rys. 2). Jeśli stacja operatorska jest wielomonitorowa, to można tak skonfigurować oprogramowanie, że w skrajnych przypadkach:

- jeden zestaw programów wizualizacji obsługuje wszystkie monitory stacji operatorskiej,
- oddzielny zestaw programów wizualizacji obsługuje każdy z monitorów.

Wszystkie przypadki pośrednie są dopuszczalne, rozwiązanie zatem można zawsze dopasować do konkretnych warunków i potrzeb użytkownika.

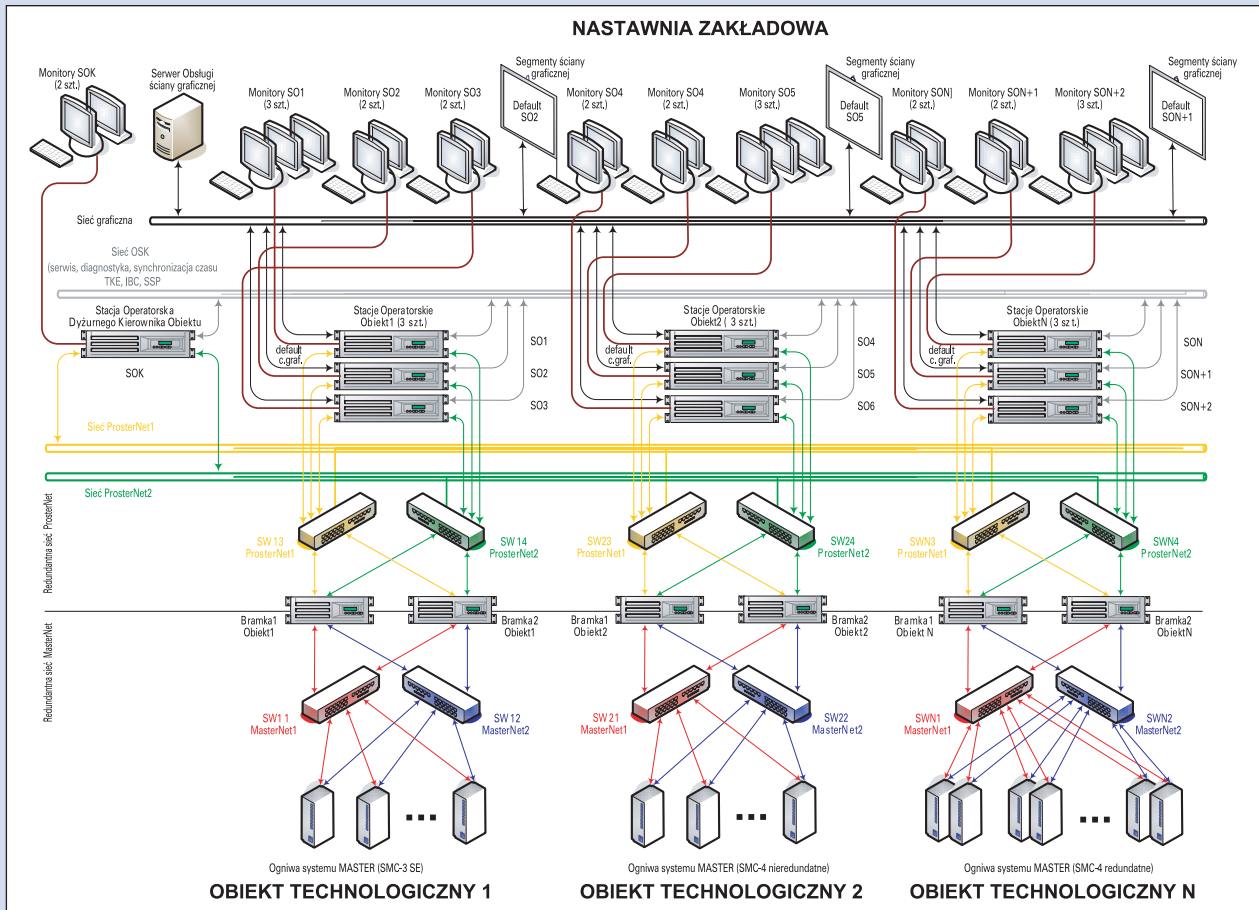
Możliwe są inne formy, niż przedstawiono na rysunku 2, wyświetlania schematów wielkogabarytowych z zastosowaniem sprzętowych sterowników graficznych multi-monitorowych – WGP2000 (ang. video-wall controller for multi-screen graphics procesing).

Najważniejsze parametry systemu operatorskiego, to:

- szybki, niezawodny podsystem komunikacji między poszczególnymi elementami,
- możliwość obsługi dużych obiektów, tj. około 70 000 sygnałów pozyskiwanych z obiektu w cyklu - 0,5 s i wyliczaniem wielkości wtórnych w cyklu - 1 s,



Rys. 3.
Okienka przykładowych stacyjek regulacyjno-sterowniczych i wykresów trendowych



Rys. 4. Fragment konfiguracji systemu automatyzacji MASTER, wdrożonego na obiekcie

- pozyskiwanie zdarzeń obiektowych w chwili ich powstania,
- możliwość stosowania oznaczeń projektowych sygnałów – KKS lub innych,
- archiwizacja wszystkich sygnałów z rozdzielczością – 1 s,
- cykl odświeżania informacji graficznych na monitorach – 1 s,
- podsystem wykresów bieżących i historycznych, w formie trendów (rys. 3) i punktów pracy, z minimalną rozdzielczością – 1s,
- obsługa okienek katalogów oraz zdarzeń bieżących i historycznych z możliwościami używania wygodnych filtrów,
- podsystem autoryzowanego dostępu do obsługi stacji operatorskiej,
- różnorodna synchronizacja elementów systemu z wykorzystaniem oprogramowania i zegarów firmowych lub dostępnych na rynku (zegary satelitarne, zegary DCF, serwery NTP, serwery dostępne w systemie TCP/UDP),
- multi-operatorskie stacje dyżurnych kierowników obiektów przemysłowych z inżynierskim modułem MasterDBG, umożliwiającym obsługę i diagnostykę sterowników MASTER,
- wielofunkcyjne stacje inżynierskie (z systemem retransmisji on-line systemów dowolnych stacji operatorskich, z modułem inżynierskim MasterDBG, rutowanymi połączeniami do sterowników dowolnej stacji operatorskiej itd.).

Podsumowanie

Najnowszy system automatyzacji MASTER:

- współpracuje ze sterownikami naszej produkcji SMC3, SMC4 oraz sterownikami i urządzeniami automatyki innych firm,
- jest łatwo adaptowalny na dowolne obiekty przemysłowe (elektrownie, elektrociepłownie, elektrownie wodne, stacje el-en, zakłady chemiczne, cukrownie itd.),
- nadaje się do kompleksowych automatyzacji całych obiektów (ZEC Wrocławskich Kogeneracja SA, EC Wybrzeże – EC Gdynia, EC Karolin w Poznaniu) lub pojedynczych jednostek technologicznych, których przykłady aktualnie pracujące posiadamy w elektrowniach, elektrociepłowniach i stacjach elektroenergetycznych w całej Polsce (Bełchatów, Kozielnice, Białystok, Czarna Białostocka, Opole, Łódź i inne)
- może mieć formę rozproszoną lub scentralizowaną z wieloredundancją stacji operatorskich oraz złożonym, zróżnicowanym poziomem procesowym.
- posiada linki typu Open Modus (i inne firmowe) do systemów automatyzacji i systemów zarządzania takich firm jak: Emerson, Honeywell, Alstom, Siemens, ControlTec, Sternet, Procom i innych.

System automatyzacji MASTER, aby sprostać wymaganiom klienta oraz liczyć się na rynku przy bardzo silnej zagranicznej konkurencji, jest na bieżąco rozwijany, optymalizowany i unowocześniany w zakresie sprzętu i oprogramowania.





XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowo - Techniczna

POPIOŁY Z ENERGETYKI

21 - 24 października 2009 r.

Zakopane, Hotel "Belvedere"

Blok tematyczny

NOWOŚCI W GOSPODARCE UPS ZA GRANICĄ, m.in.:

- Kanada,
- Indie,
- Wielka Brytania
- Rosja
- Czechy

UPS A SORBENTY I NANOMATERIAŁY

UPS A CZYSTE TECHNOLOGIE WĘGLOWE

UPS A WSPÓŁSPALANIA WĘGLA I BIOMASY

UPS A DYREKTYWA ODPADOWA I REACH

NOWELIZACJA NORM TECHNICZNYCH DLA UPS

Organizator



POLSKA UNIA
UBOCZNYCH PRODUKTÓW SPALANIA

i partnerzy

Kontakt

Polska Unia UPS

ul. Chełmżyńska 180
04-464 Warszawa

Tel./Fax (+48) 22 587 58 98

Tel. (+48) 22 587 58 96 / 97

e-mail: biuro@unia-ups.pl

www.unia-ups.pl



targi

ENERGETICS 2009

18-20 listopada

www.targi.lublin.pl

II Lubelskie Targi Energetyczne

Dlaczego warto:

- Jedyna tego typu impreza po wschodniej stronie Wisły
- Najnowsze produkty i technologie
- Współpraca z instytucjami i mediami branżowymi z Białorusi i Ukrainy
- Zorganizowane grupy zwiedzających z branży
- Konferencje i szkolenia tematyczna
- Rosnące inwestycje na Lubelszczyźnie

Centrum Targowe w Parku Ludowym



Międzynarodowe Targi Lubelskie S.A.

Koordynator targów: Anna Błażejewska
tel. 081 532 36 90, fax 081 534 92 95
mail to: a.blazejewska@targi.lublin.pl

