



90 lat
Oddziału Warszawskiego
Stowarzyszenia Elektryków Polskich
im. Kazimierza Szpotańskiego

KONFERENCJA:

„50 LAT ZASTOSOWAŃ

INFORMATYKI W POLSKIEJ

ENERGETYCE”

Warszawa, 21 kwietnia 2009 r. godz. 9.30,
PW, Stara Kotłownia



90 lat
Oddziału Warszawskiego
Stowarzyszenia Elektryków Polskich
im. Kazimierza Szpotańskiego

KONFERENCJA:

„50 LAT ZASTOSOWAŃ
INFORMATYKI W POLSKIEJ
ENERGETYCE”

Warszawa, 21 kwietnia 2009 r. godz. 9.30,
PW, Stara Kotłownia

Komitet Naukowy

Prof. Andrzej Kłos
Instytut Elektroenergetyki PW

Prof. Józef Paska
Instytut Elektroenergetyki PW

Komitet Organizacyjny

Przewodniczący
Ryszard Frydrychowski

Henryk Gładys
Zinaida Głanc
Tomasz Karwat
Konrad Krupa
Miłosława Kujszczyk-Bożentowicz
Ryszard Kwaśnicki
Wanda Rachaus-Lewandowska
Andrzej Marusak

Firmy wspierające



Spis treści

KOMITET NAUKOWY	4
KOMITET ORGANIZACYJNY	4
FIRMY WSPIERAJĄCE.....	6
SPIS TREŚCI.....	8
SŁOWO WSTĘPNE PREZESA OW SEP DO UCZESTNIKÓW.....	10
RYS HISTORYCZNY ROZWOJU INFORMATYKI W POLSKIEJ ELEKTROENERGETYCE	12
OD XYZ DO SIECI TELEINFORMATYCZNYCH W ENERGETYCE.....	26
ROZWÓJ TECHNIK OBLICZEŃ STANÓW USTALONYCH SIECI PRZESYŁOWYCH I ROZDZIELCZYCH W POLSCE W LATACH 1959-2009.....	36
PÓŁ WIEKU OPTIMALIZACJI PRACY JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W RUCHU I PLANACH ROZWOJU	42
ROZWÓJ SYSTEMÓW CZASU RZECZYWISTEGO DLA CELÓW STEROWANIA DYSPOZYTORSKIEGO W KDM	58
ROLA SYSTEMÓW ZARZĄDZANIA ENERGIĄ (EMS) W PLANOWANIU I PROWADZENIU RUCHU KSE Z PERSPEKTYWY KDM	70
ZINTEGROWANY SYSTEM WSPOMAGANIA DYSTRYBUCJI.....	84

Słowo wstępne Prezesa OW SEP do Uczestników

Szanowni Uczestnicy Konferencji: „50 lat zastosowań informatyki w polskiej energetyce”

Dokładnie 50 lat temu - w roku 1959 - grupa młodych naukowców z Instytutu Energetyki w Warszawie, pod kierownictwem dr inż. Andrzeja Kłosa, zaczęła posługiwać się maszyną cyfrową do rozwiązywania problemów techniczno - ekonomicznych energetyki. Energetyka - jako branża - nie dysponowała wówczas maszyną cyfrową. Korzystano więc z udostępnianych godzin pracy maszyn w Zakładzie Aparatów Matematycznych PAN w Warszawie (ZAM, XYZ) oraz w Instytucie Elektrotechniki w Międzylesiu (ELLIOTT 803B). Pisano na te maszyny pierwsze programy obliczania rozptyłów mocy w sieci przesyłowej oraz ekonomicznego rozdziału obciążeń na elektrownie dla pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Odbiorcą wyników obliczeń była Państwowa Dyspozycja Mocy. Były to prace absolutnie pionierskie, wymagające znajomości podstaw matematyki stosowanej w dziedzinach: metod obliczeniowych algebry, analizy funkcjonalnej i metod optymalizacji. Pierwsze polskie opracowania informatyczne dotyczące energetyki były publikowane w periodykach SEP (Przegląd Elektrotechniczny, Energetyka) i były cytowane przez zagranicznych autorów i wydawców. Stowarzyszenie Elektryków Polskich w ciągu półwiecza zorganizowało szereg konferencji poświęconych stosowaniu komputerów w elektryce. Bardzo długa jest lista konferencji zorganizowanych przez Zarząd Główny SEP i przez Zarządy Oddziałów. Na tych konferencjach prezentowano coraz to doskonalsze metody obliczeniowe, opracowane przez polskich inżynierów elektryków, elektroników, informatyków i matematyków, dopasowane do coraz doskonalszego sprzętu. Konferencja „50 lat zastosowań informatyki w polskiej energetyce” także ma już swoją historię. Koło SEP Nr 206 przy PSE S.A. zorganizowało w latach 1999 i 2004 seminaria poświęcone nie tylko historii, lecz również praktycznym zastosowaniom informatyki w energetyce polskiej. Okrągła rocznica przypadająca w roku bieżącym nakazuje uczczenie jubileuszu imprezą o nazwie Konferencja. Komitety - Naukowy i Organizacyjny poprosiły znakomitych autorów o napisanie referatów przeglądowych. Polecamy Państwu do przemyślenia obszerny referat historyczny autorstwa Profesora Andrzeja Kłosa, który niemal całe swoje życie zawodowe poświęcił pracy naukowej nad zastosowaniem informatyki w energetyce w zakresie teorii, jak również praktyki. Aktualny stan systemu EMS i kierunki jego rozwoju przedstawia w referacie Dyr. Lesław Winiarski z PSE Operator S.A. Również są interesujące pozostałe referaty. Szanowni Państwo, w tym roku obchodzimy jubileusz 90 lat Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Nasze Stowarzyszenie wniosło znaczący wkład w upowszechnianie zastosowań informatyki w energetyce. Informatyka i elektryka, to przecież dwie dziedziny nierozdzielnie ze sobą związane, którym SEP patronuje od półwiecza i będzie patronował nadal.

Na koniec gorące podziękowania dla Firm wspierających. Dziękujemy Zarządom: ELBUD Warszawa Sp. z o.o., ENERGOPROJEKT Kraków S.A., RWE Stoen - Operator Sp. z o.o., PSE Centrum S.A., PGE Dystrybucja Warszawa - Teren Sp. z o.o., za wsparcie organizacji naszej imprezy.

Życzymy Państwu - Szanownym Uczestnikom Konferencji - miłych wrażeń oraz oczekujemy ożywionej dyskusji podczas obrad.

Z poważaniem
Jerzy Szastałło
Prezes OW SEP

Rys historyczny rozwoju informatyki w polskiej elektroenergetyce

Andrzej Kłos
Koło SEP nr 206, Instytut Elektroenergetyki P.W.

Referat zawiera krótką historię: rozwoju sprzętu informatycznego, rozwoju kadry informatyków oraz rozwoju zastosowań informatyki w polskim systemie elektroenergetycznym, w okresie 50-ciu lat od roku 1950 do roku 2000, w podziale na 4 okresy. Rys historyczny rozwoju informatyki opracowany został na tle rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego. Wykorzystano posiadane materiały i osobiste wspomnienia.

WSTĘP

Rewolucja informatyczna, której początki sięgają II Wojny Światowej, trwa nieprzerwanie. Jej postępy, w oparciu o ogromny rozwój elektroniki, przekroczyły wszelkie przewidywania. Ogarnęła prawie wszystkie dziedziny życia. Odmieniła społeczne współzycie i w szczególności wpłynęła na sposób gospodarowania. Elektroenergetyka jest jedną z najbardziej z informatyzowanych branż przemysłowych.

Minęło już nieco ponad 60 lat od czasu, gdy dziedzina zwana dzisiaj informatyką lub technologią informacji (IT) zaczęła być w polskiej elektroenergetyce nie tylko tematem marzeń; zaczęła być przedmiotem działań. Już trzecie pokolenie bierze udział w rozwoju tej dziedziny. Czas na przypomnienie dokonań; i przypomnienie tych, którzy brali czynny udział w pionierskich działaniach rozwoju informatyki w polskim systemie elektroenergetycznym. W referacie starałem się nakreślić rozwój informatyki na tle zarówno: rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego jak i rozwoju krajowej bazy urządzeń informatycznych.

50-cio letnia historia rozwoju informatyki w polskim systemie elektroenergetycznym obejmuje lata od 1950 do 2000. Podzieliłem te lata na cztery okresy:

Okres prehistoryczny - maszyny matematyczne.

Okres pionierski - maszyny cyfrowe.

Okres intensywnego rozwoju - komputery.

Okres transformacji ustrojowej – komputery osobiste.

OKRES PREHISTORYCZNY

Prapoczątki informatyki światowej

Okres prehistoryczny to lata 50-te XX wieku. Był to okres powstawania krajowych systemów elektroenergetycznych. Ulegała rozwojowi teoria i metodyka obliczeń sieciowych i systemowych, których pełne praktyczne zastosowanie uniemożliwiał jednak brak odpowiednich narzędzi obliczeniowych. Jednocześnie, okres ten to początek praktycznych zastosowań tak zwanych wtedy maszyn matematycznych w nauce i gospodarce krajów rozwiniętych. Na początku lat 50 było kilka takich maszyn w U.S.A., natomiast w końcu tych lat liczba elektronicznych maszyn matematycznych sięgała już 2000 w U.S.A. i 300 w Europie, głównie w Anglii, Francji, Niemczech i ZSRR. Wzrastały parametry techniczne: pamięć, szybkość działania, urządzenia peryferyjne. W ciągu 10-lecia 1952 - 1962 szybkość działania wzrosła około 10 tysięcy razy. Powstawały ośrodki obliczeniowe u producentów maszyn matematycznych i na uczelniach oraz w niektórych centrach finansowych i przemysłowych

Elektroenergetyka polska

Elektroenergetyka polska, po usunięciu zniszczeń wojennych, składała się z kilkunastu nie połączonych ze sobą lokalnych ośrodków energetycznych. Powstawały jednak warunki do stworzenia ogólnokrajowego systemu elektroenergetycznego. Pragnę tu przypomnieć profesora Lucjana Nehrebeckiego dyrektora technicznego Centralnego Zarządu Energetyki (CZE), człowieka o ogromnej wiedzy, doświadczeniu i pracowitości, który kierował pracami nad odbudową i rozwojem polskiej elektroenergetyki. W 1950 roku, z jego inicjatywy powstał Główny Rozrząd Mocy (GRM), pierwsza komórka przyszłego krajowego systemu. W 1953 roku po wybudowaniu kilku nowych połączeń sieciowych, w tym linii 220 kV Janów - Łagisza możliwym stało się powiązanie lokalnych podsystemów w jeden krajowy system elektroenergetyczny. Jako pracownik GRM, brałem czynny udział w końcowym etapie tworzenia systemu. We wrześniu 1953, po kilkutygodniowych przygotowaniach w terenie, pod kierunkiem Jana Chodzińskiego, przez całą dobę synchronizowaliśmy pracujące oddzielnie części systemu, nie bez przeszkód i nieudanych prób ale z pełnym sukcesem. Powstał krajowy system elektroenergetyczny. Wspominam o tym ponieważ przy tej okazji padły pierwsze oficjalne słowa dotyczące informatyki w elektroenergetyce. Prof. Nehrebecki wspominał o pojawiających się, nielicznych, publikacjach zagranicznych i krajowych, dotyczących pierwszych zastosowań maszyn matematycznych (wojsko, nauka, przemysł) i powiedział „Nadszedł czas zastosowań maszyn matematycznych w naszym systemie”. To zadanie powierzono Instytutowi Energetyki.

Pierwsze polskie maszyny matematyczne

Historia polskiej informatyki zaczyna się od prac nad konstrukcją maszyn matematycznych . podjętych w latach 50-tych. W Instytucie Maszyn Matematycznych (IMM) PAN rozpoczęte zostały prace konstrukcyjne, w rezultacie których w roku 1958 została uruchomiona pierwsza polska maszyna XYZ, na lampach elektronowych o szybkości działania 800 operacji/sek, pamięci operacyjnej 1024 słów 18-bitowych (2 KB) i pamięci zewnętrznej 32 K-słów w postaci bębnow rtęciowych. Nawiazaliśmy kontakt z prof. Łukaszewiczem twórcą maszyny XYZ i korzystając z zaproszenia udaliśmy się do IMM aby zapoznać się z maszyną. Pamiętam tą wizytę w IMM ponieważ pierwszy raz w życiu zobaczyłem prawdziwą maszynę matematyczną - komputer. Omówiliśmy możliwości i warunki skorzystania z usług obliczeniowych. W IMM obok maszyny XYZ powstała jeszcze maszyna EMAL-2 Należy przypomnieć że w okresie tym liczyliśmy prawie wyłącznie na suwaku, ale istniały również w elektroenergetyce specjalistyczne maszyny analogowe stało i zmiennie-prądowe. Maszyny te symulowały realną sieć i wyznaczały rozpięty mocy i moce zwarcia. Twórcą tych maszyn

był Stefan Bernas w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej; W Instytucie Energetyki, w Zakładzie Systemów Elektroenergetycznych, którym kierował Piotr Kiżewski, taką maszynę analogową uruchomił Stanisław Brociek i dokonywał na niej obliczeń rozpięty mocy dla potrzeb planowania rozwoju systemu. Podobny analog użytkowany był przez zespół Jerzego Gumińskiego w Zakładzie Automatyki i Zabezpieczeń oraz przez zespół Jana Gajewskiego w Okręgowej Dyspozycji Mocy w Katowicach.

Prapoczątki informatyki w elektroenergetyce

W latach 50-tych nie mieliśmy jeszcze maszyn matematycznych w elektroenergetyce, ale, co najważniejsze, zaistniały organizacyjne i kadrowe przygotowania do stosowania informatyki w centralnych i terenowych jednostkach organizacyjnych elektroenergetyki. Wiodącym ośrodkiem był Instytut Energetyki kierowany przez Bogusława Leszka, który w roku 1958 powołał Pracownię Eksploatacji Systemów, która była załącznikiem organizacyjnym zastosowań informatyki w elektroenergetyce. Jej kadra, w skład której wchodziła Barbara Bolkowska, Ryszard Franczak, Henryk Gładyś, Lucjan Twardy, Eugeniusz Waśniewski, Jacek Woroniecki, Jerzy Zieliński, oraz pracownicy dyspozycji mocy Ryszard Falba, Jerzy Sawicki, Waław Zarzycki to pierwszy zespół pionierów informatyki w elektroenergetyce, który rozpoznawał zagadnienie i dokonywał pierwszych prób programowania i obliczania na maszynie XYZ w IMM.

Reasumując, w prehistorycznym okresie powstał polski system elektroenergetyczny i było już w pełni wiadomym, że zastosowanie maszyn matematycznych jest koniecznością. Powstał zespół elektroenergetyków i współpracujących pracowników uczelni technicznych, wprowadzony w zagadnienie i pracujący nad metodyką obliczeń i praktycznym zastosowaniem maszyn matematycznych. Śledziliśmy literaturę światową. Pojawiły się pionierskie prace i publikacje dotyczące metodyki obliczeń sieciowych, ukierunkowanych na zastosowanie maszyn cyfrowych.

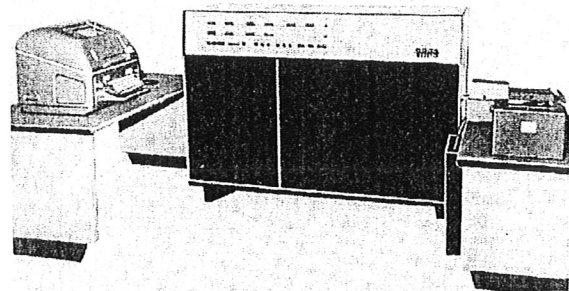
OKRES PIONIERSKI

Rozwój elektroenergetyki

Okres pionierski to lata 60-te XX wieku. W elektroenergetyce polskiej był to okres dużego rozwoju w wielu dziedzinach. Dzięki mądrym kierownictwu elektroenergetyki a w szczególności dzięki energii i efektywnej działalności Bolesława Bartosza system elektroenergetyczny ulegał znacznemu rozwojowi; powstawały nowe elektrownie i układy sieciowe. Wybudowano na węglu kamiennym i brunatnym elektrownie Pątnów, Łagisza, Siersza, Turów, elektrociepłownię Siekierki; elektrownie wodne Koronowo, Tresna, Solina.. Oddano do ruchu kilka nowych linii przesyłowych w tym linię 400 kV Mikułowa Joachimów oraz została nawiązana praca pierścieniowa systemów PRL – CSRS – NRD. Podkreślenia wymaga udział Bolesława Bartosza w rozwoju dyspozycji mocy i informatyki.

Postępy w konstrukcji krajowych maszyn cyfrowych

W informatyce polskiej był to okres intensywnego rozwoju. W IMM kontynuowano prace konstrukcyjne. Wyprodukowano maszynę ZAM, następnie maszyny XYZ. W roku 1960 na Politechnice Warszawskiej powstała Katedra Budowy Maszyn Matematycznych, w której powstała maszyna cyfrowa UMC-1 (wtedy już maszyny matematyczne zwane były maszynami cyfrowymi). Następne egzemplarze zainstalowano w Instytucie Geodezji i Kartografii i w Akademii Górniczo Hutniczej w Krakowie. W sumie na początku lat 60-tych było niewiele czynnych polskich maszyn cyfrowych i żadna z nich nie była produkowana na skale przemysłową. Wykształcona została jednak liczna kadra fachowców, powstały ośrodki konstrukcyjne i nawiązano kontakty zagraniczne. Dopiero w połowie lat 60, w zakładach ELWRO we Wrocławiu podjęto prace nad seryjną produkcją polskich maszyn cyfrowych. Po wyprodukowaniu tam serii 25 maszyn UMC-1 konstrukcji Politechniki Warszawskiej skonstruowano oryginalną i nowoczesną jak na ówczesne czasy, maszynę cyfrową typu ODRA. Była to maszyna drugiej generacji, na technice tranzystorowej. Produkowana w latach 1963 do 1967 ODRA-1003 miała parametry nieco lepsze niż Ural-2, natomiast produkowana w latach 1967 do 1970 ODRA-1204 miała znacznie lepsze parametry: pamięć operacyjną 32 K słów 24 bitowych, pamięć zewnętrzną na taśmie magnetycznej 64 K słów, szybkość dodawania 60000/sek., oraz wejście i wyjście na taśmie papierowej. Łącznie wyprodukowano około 400 komputerów serii 1100 i 1200. Ilustruje to ogromny postęp w produkcji i parametrach maszyn cyfrowych w ciągu niewielu lat.



Rys.1 Maszyna cyfrowa ODRA-1003

Pierwsza maszyna cyfrowa w elektroenergetyce

W pierwszych latach 60-tych, w związku z rozwojem systemu potrzeby obliczeniowe w zakresie tematyki sterowania pracą i planowania rozwoju systemu były już bardzo duże. Istniejące krajowe maszyny (XYZ, ZAM, UMC-1) były trudno dostępne (duża zawodność). Przede wszystkim jednak łobowaliśmy za zakupem zagranicznej większej maszyny cyfrowej dla potrzeb elektroenergetyki. Przygotowaliśmy obszerne uzasadnienie i w roku 1962 podpisany został w Moskwie kontrakt na zakup pierwszej w polskiej elektroenergetyce maszyny cyfrowej URAL-2. Pamiętam kosztowała 20 mln. zł.

Maszyna cyfrowa URAL-2 była, jak na owe czasy maszyną średniej wielkości, konstrukcji klasycznej (na lampach elektronowych), o pamięci operacyjnej 2048 słów 32 bitowych, pamięci zewnętrznej 40000 słów, szybkości działania ok. 100 operacji/sek. Do wprowadzania

danych służyła perforowana taśma filmowa i czytnik o szybkości 4500 liczb/min. Objętościowo było to kilkanaście szaf zawierających lampy elektronowe (ok. 1000 sztuk), pamięć zewnętrzną i urządzenia wejścia, wyjścia. Programowana była w kodzie wewnętrznym, który liczył 30 rozkazów. Maszyna URAL-2 produkowana była w Penzie pod Uralem. Po przeszkolenie i odbiór pojechała tam nasza delegacja w skład której wchodził Andrzej Kuczyński, Lucjan Twardy, Jerzy Lewandowski, Leon Gajdul. Zainstalowana została w 1963 roku, w Zakładzie Techniki Cyfrowej IEN przy pomocy ekipy inżynierów rosyjskich. Taka sama maszyna istniała w Centrum Obliczeniowym PAN. Maszynę Ural-2 utrzymywał i eksploatował Andrzej Kuczyński wraz z kilkoma elektronikami prawie do końca dekady. Zastąpiły ją maszyny cyfrowe polskiej produkcji typu Odra 1200. Należy wspomnieć, że w tym okresie próbowaliśmy korzystać (za pośrednictwem Henryka Siemaszki) ze świeżo zainstalowanej w Instytucie Elektrotechniki maszyny ELLIOTT 803B.

Pionierska Kadra

Na początku lat 60 w Instytucie Energetyki nastąpiły zmiany organizacyjne. Dyrektorem został Marek Jaczewski. Powstał Zakład Techniki Cyfrowej (ZTC) w skład którego weszła Pracownia Eksploatacji Systemów oraz kilku doświadczonych już inżynierów, naukowców, prekursorów informatyki w polskiej elektroenergetyce: Chcę tu w szczególności wymienić Andrzeja Przyłuskiego naukowca o ogromnej wiedzy i umiejętności rozwiązywania trudnych zagadnień, Henryka Siemaszkę specjalistę w dziedzinie wyznaczania i analizy stanów sieci energetycznych, Michała Lindego eksperta w dziedzinie probabilistyki i przekształceń funkcyjnych, Romualda Nowakowskiego nieocenionego organizatora prac wdrożeniowych. Współpracowałem i przyjaźniłem się z nimi; wiele skorzystałem z ich rad i pomocy.

Istniejąca kadra, w związku z instalacją maszyny URAL-2, powiększyła się o dużą grupę nowo przyjętych młodych inżynierów absolwentów wyższych uczelni (w tym elektroenergetyków, elektroników i matematyków). Zmiany nastąpiły nie tylko w Instytucie Energetyki. W całej elektroenergetyce powstawały komórki rozwoju informatyki. W Warszawie działał nieformalny zespół w skład którego wchodził pracownicy Zakładu Techniki Cyfrowej, Państwowej Dyspozycji mocy, Politechniki Warszawskiej oraz pracownicy niektórych terenowych ośrodków elektroenergetyki. Nie jestem w stanie wymienić wszystkich uczestników zespołu, jednak trudno mi nie wymienić tych, z którymi ściślej współpracowałem i których pamiętam jako głęboko zaangażowanych pionierów rozwoju informatyki w elektroenergetyce. Oprócz wymienionych wyżej byli to: w Instytucie Elektroenergetyki: **Janusz Bartczak, Włodzimierz Bojarski, Barbara Borkowska, Zina Glanc, Henryk Gronczewski, Jerzy Filipowicz, Ryszard Frydrychowski, Andrzej Kądziaława, Andrzej Kerner, Albert Kotkowski, Józef Kukła, Marek Kumanowski, Stefan Kwiatkowski, Zygmund Maciejewski, Krystyna Maksymiuk, Krystyna Marks, Stanisław Mikołajczyk, Leszek Niemczycki, Justyna Olszewska, Urszula Pajewska, Zofia Reszczyńska Stefan. Roguski Lucjan Twardy, Grzegorz Parciński, Jerzy Pietrachowicz, Feliks Pietrzak. Jacek Zwoliński.** Na Politechnice Warszawskiej w Katedrze prof. Szumilina: **Stefan Bernas, Szczesny Kujarczyk, Jan Machowski.** Ponadto w terenowych oddziałach energetyki i na wyższych uczelniach: w Katowicach: **Zbigniew Białkiewicz, Jan Gajewski, Kazimierz Oziemblewski, Tadeusz Stawowczyk, Stefan Sobieszkański; Mieczysław Toroń,** w Łodzi: **Jerzy Stanisław Zieliński;** w Częstochowie: **Irena Dobrzańska;** w ZEOC Warszawa: **Jacek Szpotański, Eugeniusz Zadrzyński;** w Poznaniu **Zbigniew Kierzkowski;** w Krakowie: **Zbigniew Mazanek;** we Wrocławiu: **Tadeusz Mandat, Edmund Balaban, Marian Sobierajski.**

W sumie był to zespół utalentowanych informatyków, który przez wiele lat stanowił wiodącą grupę pionierów zastosowań informatyki w elektroenergetyce.

Rozwój zastosowań informatyki

Z chwilą zainstalowania maszyny URAL-2 podjęte zostały prace dotyczące praktycznych zastosowań. W pierwszej kolejności prowadziliśmy szeroko zakrojoną działalność szkoleniową dla pracowników IEn, PDM i terenowych ODM-ów. Po przeszkoleniu zaczęły powstawać pierwsze programy. Problematyka oprogramowania obejmowała dwa rodzaje programów: Po pierwsze oprogramowanie wewnętrzne maszyny w postaci nieco wyższego języka programowania, podprogramów funkcyjnych i czegoś w rodzaju systemu operacyjnego, W tej dziedzinie współpracowaliśmy z Centrum Obliczeniowym PAN. Specjalistą wysokiej klasy w tej dziedzinie był Stefan Roguski. Po drugie wykonywaliśmy programy użytkowe. W większości były to programy obliczeń dla potrzeb sterowania pracą i planowania rozwoju systemu, w tym najważniejsze, dotyczące zagadnień:

Technicznych - wyznaczania rozplądów mocy, prądów zwarcia, równowagi statycznej i dynamicznej, niezawodności dostawy energii.

Ekonomicznych - wyznaczania ekonomicznego rozdziału obciążeń, optymalnego harmonogramu remontów, optymalnego rozwoju systemu, kosztów eksploatacyjnych i inwestycyjnych.

Prognostycznych – wyznaczania prognoz zapotrzebowania mocy, bilansu mocy, okresowych planów pracy systemu.

Statystyki, sprawozdawczości, bilansowania kosztów, rozliczeń z odbiorcami i obsługi administracji.

Pracowało się pojedynczo lub w dwuosobowych zespołach. Rozwiązywanie problemów polegało na wykonaniu praktycznie użytecznego oprogramowania. Należało opracować metodę, odpowiednio przystosowaną do ilości i jakości istniejących danych wejściowych, wymaganych danych wyjściowych i możliwości obliczeniowych maszyny oraz wykonać oprogramowanie w kodzie wewnętrznym lub języku zewnętrznym maszyny. Każdy z członków wymienionego zespołu opracował wiele zagadnień, począwszy od strony teoretycznej a skończywszy na oprogramowaniu. Rezultatem prac było bogate oprogramowanie, – około kilka set programów i dziesiątki tysięcy obliczeń. Nie jestem oczywiście w stanie wymienić nawet nazw tych programów. Ograniczę się do kilku do dzisiaj eksploatowanych w KDM programów: PLANDO, PLANRO, NORMAL (oczywiście sukcesywnie modernizowanych).

Połowa lat 60 to początek znacznego wzrostu zastosowań informatyki w elektroenergetyce. W roku 1965, dzięki staraniom Mieczysława Toronia zainstalowano maszynę ODRA w ODM Katowice. W drugiej połowie lat 60-tych oprócz maszyny URAL-2 czynnych było już kilka maszyn typu ODRA w jednostkach terenowych. Ponadto maszyna ZAM produkcji IMM w Energoprojekcie i maszyna ELLIOTT 800 w Energopomiarze. Należy również wspomnieć uruchomioną w roku 1964 w PDM specjalistyczną maszynę cyfrową MCERO do wyznaczania ekonomicznego rozdziału obciążeń, produkcji Instytutu Automatyki Systemów Elektroenergetycznych (IASE) we Wrocławiu, wyprodukowaną na bazie maszyny ODRA-1003,

Reasumując, okres pionierski, to nie tylko początek informatyki w elektroenergetyce polskiej, to okres już dużych osiągnięć. Powstały ośrodki wdrażania informatyki, w tym ośrodek centralny, wyposażony w nowoczesną jak na owe czasy maszynę cyfrową oraz, nieliczne jeszcze ośrodki terenowe. Wykształciła się kadra młodych, doświadczonych już informatyków, której entuzjazm i pracowitość doprowadziły do wielu już praktycznych zastosowań informatyki w polskim systemie elektroenergetycznym. W znacznym stopniu z informatyzowana została dyspozycja mocy i planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego.

OKRES INTENSYWNEGO ROZWOJU.

Rozwój elektroenergetyki

Okres intensywnego rozwoju to lata od 1970 do 1988. Przemysł produkował już pełne wyposażenia dużych elektrowni ciepłych (kotły, turbiny, generatory) Wybudowano nowe elektrownie, w tym: Kozienice, Łaziska, Rybnik, Dolna Odra, Ostrołęka, Bełchatów. Eksportowane były kompletne elektrownie. Rozpoczęta została budowa elektrowni jądrowej. Uległ powiększeniu i modernizacji system elektroenergetyczny; nawiązano współpracę z systemami państw ościennych. Rozbudowana została sieć 220 kV, powstała pierścieniowa sieć 400 kV. Uruchomiono nowe połączenia międzysystemowe, w tym linię 750 kV z Rzeszowa do elektrowni Chmielnicka na Ukrainie.

Krajowe komputery

Informatyka ogarnęła cały kraj. Wszędzie powstawały ośrodki obliczeniowe. Na początku lat 70-tych było w kraju około 400 komputerów. W roku 1985 kilkadziesiąt tysięcy, w tym maszyny większe, mini i mikro komputery.

Nastąpił dalszy rozwój polskich komputerów typu Odra. Produkowano nowoczesne jak na ówczesne czasy maszyny serii ODRA-1300: ODRA-1304 oraz następne ODRA-1305 i ODRA-1325, które zbudowane były już na obwodach scalonych i były na początku lat 70 najlepszymi komputerami w RWPG, eksportowanymi do wielu krajów. Łącznie wyprodukowano 587 maszyn serii 1300 co umożliwiło rozszerzenie informatyzacji na całą elektroenergetykę i inne branże. Były pertraktacje z firmą IBM w sprawie współpracy i produkcji wspólnej maszyny.

Należy również wspomnieć skonstruowaną przez inż. **Karpińskiego** w połowie lat 70-tych maszynę K-202, która uznawana jest za pierwszy polski minikomputer.

Rozwój informatyki w elektroenergetyce

Po roku 1970 zastosowania informatyki uległy ogromnemu rozszerzeniu i zróżnicowaniu. Nastąpił duży postęp w sprzęcie (technologia, gabaryty) oraz w oprogramowaniu: wewnętrznym, konwersacyjnym, użytkowym. Obok klasycznych już ośrodków komputerowych, świadczących usługi obliczeniowe komputery stawały się sprzętem ogólnie dostępnym. Pod koniec okresu masowo pojawiły się komputery osobiste.

Istotnym elementem komputeryzacji elektroenergetyki było zastosowanie komputerów do sterowania pracą systemu elektroenergetycznego. Były to komputerowe systemy zintegrowane, w skład których wchodziły komputery typu on-line i off-line, teleinformacja całkowicie sterowana przez komputer on-line, akwizycja danych i obsługa bazy danych oraz automatyczna wizualizacja i statystyka. System taki został zainstalowany w roku 1972 w Państwowej Dyspozycji Mocy. Był to zespół komputerowy firmy Control Data do sterowania pracą krajowego systemu, składający się z komputera off-line CDC-3170, pamięć operacyjna 96 K, 32 bity, czas cyklu 1,75 μ s., przeznaczonego do obliczeń planistycznych, technicznych i statystycznych oraz z dwóch komputerów on-line CDC-1774, pamięć operacyjna 32 K, 16 bitów, czas cyklu 1,5 μ s, wszystko połączone siecią i sprzężone z urządzeniami telemetrii i akwizycji danych. Ponadto uzupełnione bogatym wyposażeniem zewnętrznym. Podobny system polskiej produkcji zainstalowany w ZEOPd w r. 1975 zastąpiony został w r. 1979 przez nowoczesny system PDP 11/34 produkcji Landis & Gyr. Na początku lat 80-tych pojawiły się komputery typu RIAD 32, zainstalowane w Centrum Informatyki Energetyki

(CIE), Instytucie Automatyki Systemów Elektroenergetycznych (IASSE) i Ośrodka Szkoleniowym w Bielsku Białej.

Oprócz tego nastąpił rozwój zastosowań różnego rodzaju elektronicznych urządzeń i układów przetwarzania informacji w postaci specjalistycznych sterowników, które znalazły masowe zastosowanie w automatyce przekaźnikowej i regulacyjnej.

W omawianym okresie duże osiągnięcia w rozwoju informatyki w elektroenergetyce miał Instytut IASSE pod kierownictwem Jana Kożuchowskiego i Jana Bujko. W drugiej połowie lat 70 sieć przesyłowa 400 i 220 kV została w pełni wyposażona w telemechanikę cyfrową. Jednocześnie nastąpił znaczący rozwój urządzeń cyfrowych w Zakładach, Rejonach i rozdzielniach sieciowych. W szczególności dotyczyło to odpowiedniego oprzyrządowania telemechaniki (telepomiarów, telepoleceń, telesterowania). Powstawały systemy mikrokomputerowe telemechaniki. System MST produkcji IASSE przeznaczony do współpracy z urządzeniami telemechaniki cyfrowej typu UTJ, DETEC, TIDEC znalazł szerokie zastosowanie. Wkrótce zaczęto stosować system poleceń dyspozytorskich UTRT produkcji IASSE a w roku 1985 uruchomiono pierwszy system telesterowania elektrowniami szczytowo pompowymi. Należy również wymienić osiągnięcia IASSE w pracach nad cyfrowym systemem regulacji częstotliwości i mocy wymiany międzysystemowej.

W latach 80-tych, pomimo trudności wynikających z sytuacji politycznej, następował dalszy rozwój informatyzacji elektroenergetyki. Maszyny typu Odra i inne były masowo instalowane w instytucjach i przedsiębiorstwach oraz na wyższych uczelniach. Nastąpił duży rozwój pomocniczego sprzętu informatycznego – drukarki, monitory, kopiarki, skanery i inne.

Kadra

Kadra pionierów informatyków bardzo się rozszerzyła i objęła cały teren kraju. W elektrowniach i zakładach dystrybucyjnych powstały komórki zastosowań informatyki. W PDM dokonano zmian organizacyjnych. Dyrektorem został Mieczysław Toroń, pod kierownictwem którego nastąpił znaczny postęp w technice i informatyce sterowania pracą systemu. W Instytucie Elektroenergetyki nastąpiły zmiany w kierunku rozszerzenia prac nad informatyzacją elektroenergetyki. W 1973 roku Zakład Techniki Cyfrowej podzielony został na dwa zakłady: Zakład Modeli Matematycznych i Programowania, którego kierownikiem został Ryszard Frydrychowski i Zakład Systemów Informatycznych kierowany przez Romualda Nowakowskiego. Zakłady te stały się częścią powstałego w roku 1976 Centrum Informatyki Energetyki, które do końca lat 80-tych było wiodącym ośrodkiem prac nad informatyzacją elektroenergetyki. Od roku 1981 dyrektorem Centrum był Romuald Nowakowski.

Nastąpiło zróżnicowanie kadry informatyków na:

- Specjalistów metodologów, którzy udoskonalają istniejące i opracowują nowe metody i algorytmy komputerowego rozwiązywania zagadnień. Wymagało to prac badawczych i śledzenia światowej literatury.

- Specjalistów w dziedzinie programowania i użytkowania sprzętu. Różnorodność sprzętu komputerowego i systemów operacyjnych oraz różnorodność języków programowania była tak duża, że wymagała specjalistycznego przygotowania i umiejętności.

Wielu informatyków stało się ekspertami w określonej problematyce. Nie jestem w stanie, oczywiście, wymienić wszystkich; wymienię jedynie niektórych: **Henryka Gładysia** i **Lucjana Twardego** – w problematyce optymalizacji pracy systemu; **Andrzeja Kenera** i **Zbigniewa Zduna** w problematyce wyznaczania stanów ustalonych systemu; **Marka Kumanowskiego** – w problematyce metodologii energometrii; **Macieja Kulę**, **Ryszarda Frydrychowskiego** – w problematyce planowania rozwoju systemu, **Andrzeja Przyłuskiego** i **Barbarę Borkowską** – w problematyce modeli matematycznych w elektroenergetyce, **Szczęsnego Kujszczyka** – w problematyce informatyzacji sieci rozdzielczych; **Romualda**

Nowakowskiego – w problematyce administracji i obsługi odbiorców, **Jerzego Sawickiego** – w problematyce sterowanie pracą systemu w czasie rzeczywistym, **Józefa Paskę**, **Joachima Bargiela** i **Wiesława Goca** w problematyce niezawodności dostawy energii. Ponadto do czynnych w rozwoju informatyki należy zaliczyć większość kadry technicznej i naukowej. Wymienię jedynie niektórych: **S. Bocheński**, **F. Buchta**, **M. Cegielski**, **J. Chaba**, **Z. Kacprzyk**, **W. Kławsuć**, **S. Kolkiewicz**, **J. Kudzbalski**, **A. Marusak**, **M. Parol**, **J. Popczyk**, **J. Rakowski** i inni.

Ukazała się ogromna liczba publikacji w literaturze krajowej i zagranicznej. Wielu informatyków uzyskało stopień doktora nauk. Nawiązano kontakty zagraniczne, w tym: z CIGRE, PSCC, WPC i inne.

Oprogramowanie

Zakres prac znacznie się rozszerzył na terenowe jednostki organizacyjne. Niezależnie od kontynuowanych prac badawczych i ciągle udoskonalanej metodyki obliczeń technicznych, tematyka prac objęła możliwie szeroką informatyzację administracji przedsiębiorstw, w tym w szczególności Zakładów Dystrybucyjnych i Elektrowni. Zakres prac i wykonywanego oprogramowania obejmował:

- Systemy wspomaganie ruchu systemu, w tym: dotyczące: akwizycji danych, monitoringu, sterowania bilansem i rozdziałem mocy oraz dotyczące systemu EMS – programowania pracy, diagnostyki zakłóceń, estymacji stanu, koordynacji zabezpieczeń, restytucji poawaryjnej i analizy niezawodności zasilania.

- Systemy wspomaganie eksploatacji, w tym: utrzymania i diagnostyki stanu urządzeń, przetwarzania danych statystycznych, koordynacji zabezpieczeń, restytucji poawaryjnej i analizy niezawodności zasilania.

- Systemy wspomaganie zarządzania, w tym: obsługi informatycznej kierownictwa, wspomaganie administracji, działu kadr, działu finansów oraz rozliczeń i obsługi odbiorców, działu transportu, zaopatrzenia i innych.

Technika programowania uległa znacznemu rozwojowi. Powstawały systemy ułatwiające programowanie i dostęp do sprzętu, w tym nowe systemy operacyjne, konwersacyjne, systemy baz danych, systemy algebraicznych obliczeń numerycznych i inne. Nowy sprzęt i nowe języki programowania i pakiety funkcyjnych oprogramowań oraz udoskonalane metody obliczeniowe umożliwiały wykonanie nowego oprogramowania zagadnień praktycznych. Kadra informatyków, kształcona w kraju i zagranicą opracowała i stworzyła ogromne oprogramowanie różnorodnych dziedzin elektroenergetyki. Trudno oszacować liczbę programów. Tworzono ich tysiącami. Powstawały systemy informatyczne wielofunkcyjne, systemy ekspertowe, systemy oparte na tak zwanej sztucznej inteligencji.

W charakterze przykładu podam niektóre z takich systemów opracowanych w Instytucie Elektroenergetyki P.W., w których brałem udział wspólnie z kolegami: Januszem Bartczakiem, Markiem Frydryszakiem, Andrzejem Kernerem, Andrzejem Momotem, Elżbietą Nowakowską, Józefem Paską:

- Wielofunkcyjny symulator stanów statycznych i quasi dynamicznych krajowego systemu elektroenergetycznego, umożliwiający analizę wpływu dowolnych zmian w konfiguracji i zmian bilansu mocy.

- System sztucznej inteligencji komputerowego wyprowadzania metody obliczania stanu ustalonego sieci elektrycznej i obliczenie stanu w przypadku dowolnego zbioru danych wejściowych.

- System wyznaczania ekwiwalentu dowolnej części sieci elektroenergetycznej metodą macierzową.

- System ekspertowy analizy i kontroli stanu systemu w sytuacji wielkich awarii systemowych w elektroenergetyce.

- Wielofunkcyjny analizator wpływu energetyki wiatrowej na niezawodność systemu elektroenergetycznego.

Znaczący etap rozwoju oprogramowania i komputeryzacji nastąpił gdy pojawiły się sieci komputerowe, łączące współpracujące ze sobą komputery. Umożliwiało to dokonywanie obliczeń w sposób równoległy i jednoczesny, co oznaczało znaczne zwiększenie potencjału obliczeniowego.

OKRES TRANSFORMACJI USTROJOWEJ

Był to okres lat 1989 do 2000. Transformacja ustrojowa i radykalny sposób jej przeprowadzenia do roku 2000 musiały wpłynąć w istotny sposób na rozwój elektroenergetyki oraz rozwój informatyzacji systemu elektroenergetycznego.

Rozwój systemu elektroenergetycznego

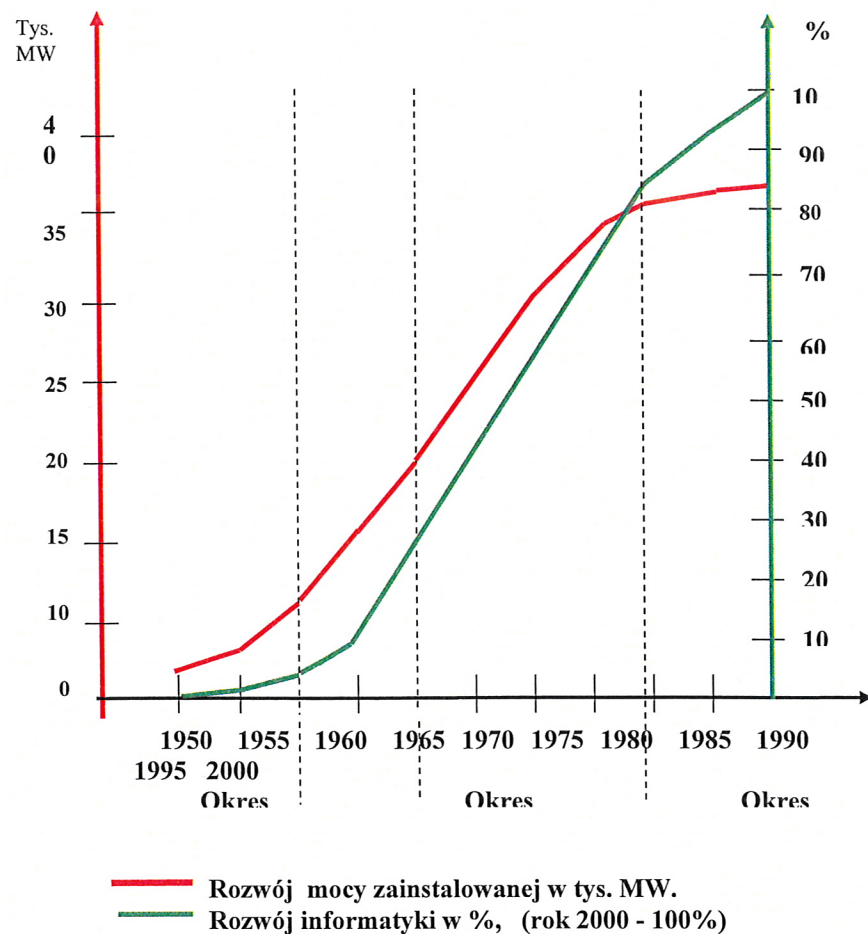
Nastąpił znaczny spadek tempa rozwoju. Chaotycznie prowadzona prywatyzacja doprowadziła do likwidacji wielu przedsiębiorstw w tym przedsiębiorstw przemysłu energetycznego. Przyrost zapotrzebowania na energię oraz przyrost mocy instalowanej drastycznie zmalał. Postęp w rozwoju sieci był niewielki. Krajowy system elektroenergetyczny uległ dezintegracji; został podzielony na wiele małych, nie zdolnych do samodzielnego rozwoju, spółek skarbu państwa, przeznaczonych, za wyjątkiem sieci przesyłowej, do sprywatyzowania. Kilka zostało sprzedanych zagranicznym koncernom energetycznym. Powstała spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S. A.. Wśród elektroenergetyków okres ten oceniany jest bardzo różnorodnie. Demokracja ma to do siebie, że na każdy temat jest wiele różniących się „prawd”, w postaci prywatnych i oficjalnych poglądów oraz medialnych informacji.

Rozwój informatyki

Stan systemu miał pewien wpływ na rozwój informatyki w elektroenergetyce, jednak rozwój ten w tym okresie przebiegał w dalszym ciągu w sposób intensywny. Likwidacji uległa produkcja polskich komputerów i większości sprzętu informatycznego, natomiast otworzył się szeroko zagraniczny rynek nowoczesnych urządzeń informatycznych, w tym komputerów osobistych, PC-tów, LAP-topów, których parametry obliczeniowe i jakość oprogramowania wzrastała z roku na rok. Rozwój informatyki polegał prawie wyłącznie na stosowaniu zagranicznego sprzętu informatycznego. Zakupywano również oprogramowanie, które często mogło być wykonane w kraju. Masowe korzystanie z komputerów osobistych stało się przełomem w zastosowaniach informatyki. Ulegały likwidacji ośrodki obliczeniowe, zastępowane coraz częściej osobistymi komputerami i sieciami komputerowymi. Nastąpił duży postęp w dziedzinie łączności. Zbudowano szkieletową sieć teleinformatyki w oparciu o trakty światłowodowe instalowane w przewodach odgromowych typu OPGW. W roku 1995 zakończono proces przystosowywania KSE do standardów UCTE. W październiku 1995 r. po serii testów i prób nastąpiła synchronizacja KSE z UCTE. Utworzono Regionalne Centrum Sterowania Systemem CENTREL. W Polsce zainstalowały się światowe koncerny informatyczne, takie jak IBM, Dell, Microsoft, Landys&Gyr, Siemens, i inne. Powstały nowe firmy informatyczne, np. WINUEL, który opracował większość programów komputerowych do obsługi rynku bilansującego w KDM. Centrum Informatyki Energetyki zakończyło działalność i zostało przejęte przez COMPUTER LAND i Agencję Rynku Energii (ARE). Kadra informatyków zwiększyła się znacząco, jednak rola jej została w znacznym stopniu zredukowana do obsługi zagranicznego sprzętu i oprogramowania. Wielu informatyków wyemigrowało.

PODSUMOWANIE

50 lat rozwoju zastosowań informatyki w polskiej elektroenergetyce to lata racjonalnych działań i ogromnej pracy pionierskiego zespołu informatyków (elektroenergetyków, matematyków i elektroników). Prace prowadzone były w trudnych warunkach. Wspomagane były przez kadrę kierowniczą i pracowników elektroenergetyki. Jak wynika z podanej powyżej historii stan z informatyzowania polskiego systemu elektroenergetycznego, w omawianym okresie był zgodny z aktualnymi wymaganiami rozwoju techniki. Należy podkreślić wiedzę, efektywność działań i entuzjazm kadry informatyków która tego dokonała. Podsumowanie omówionych wyżej okresów rozwoju informatyki można ująć w postaci wykresu na Rys. 2 ilustrującego rozwój informatyki na tle rozwoju systemu elektroenergetycznego.



Rys.2 Rozwój informatyki w krajowym systemie elektroenergetyczny w okresie od roku 1950 do roku 2000.

Rozwój informatyki, zawierający rozwój sprzętu, oprogramowania i rozwój kadry, jest trudny do ujęcia w sposób ilościowy. Na Rys. 2 krzywa rozwoju informatyki jest krzywą hipotetyczną (subiektywną), która ilustruje rozwój procentowy odniesionych do roku 2000 jako 100%.

ZAKOŃCZENIE

Wszystkim uczestnikom historii informatyzacji elektroenergetyki, a w szczególności tym, z którymi współpracowałem składam serdeczne podziękowanie za współpracę, pomoc i życzliwość.

Kończę optymistyczną łacińską sentencją:

Hoc est vivere bis, vita posse priore frui
Należy wspominać i cieszyć się tym co minęło, bo to przedłuża życie.

LITERATURA

1. Kłos A., Nowakowski R., Drabik J., Przegląd zastosowań maszyn cyfrowych, Opracowanie Instytutu Energetyki, 1966.
2. Toroń M., Sawicki J.: Zastosowanie techniki cyfrowej w Państwowej Dyspozycji Mocy.
3. Konferencja naukowo techniczna: "Problemy zastosowania techniki cyfrowej w układach automatyki energetycznej". SEP - IASE, Wrocław, 1974.
4. Zastosowanie w energetyce informatyki, SEP, Krajowa Konferencja Techniczno Naukowa, Warszawa 1978.
5. Biuletyn Instytutu Energetyki, Nr.7 - 1980.
6. 35 lat Dyspozycji mocy w Polsce, Opracowanie Państwowej Dyspozycji Mocy, 1985.
7. 40 lat informatyki w Polsce, Informatyka, 1989.
8. Informatyzacja Rejonów Energetycznych, Konferencja Techniczno Naukowa, Politechnika Śląska, SEP, Zakład Informatyki Bielsko Biała, 1991.
9. Historia Elektryki Polskiej Tom II, SEP, WNT, 1992.

Od XYZ do sieci teleinformatycznych w energetyce

Henryk Gładys

Koło SEP nr 206 przy PGE SA i PSE Operator SA

W referacie przedstawiono krótki rys historyczny rozwoju informatyki w energetyce krajowej ze szczególnym uwzględnieniem zastosowań informatyki w dyspozycji mocy szczebla centralnego, czyli b. Państwowej, a następnie Krajowej Dyspozycji Mocy. Rozwój ten obejmuje okres od końca lat 50-tych do połowy lat 90-tych. W rozwoju tym szczególnie uwypuklono problematykę planowania pracy elektrowni i sieci w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Rozwój informatyzacji w kierowaniu i zarządzaniu pracą KSE

Dziś, gdy mamy pod ręką na naszych biurkach małe pod względem wymiarów, lecz potężne pod względem możliwości obliczeniowych komputery osobiste, a w kieszeniach komórki i maleńkich rozmiarów, lecz bardzo pojemne pamięci zewnętrzne (znane jako moduły USB), wróćmy na chwilę do początków wdrażania komputerów w energetyce, tj. do umownego okresu 50 lat temu (przełom 1958/1959 roku). Wówczas to pojawiła się w Warszawie maszyna cyfrowa o nazwie XYZ, skonstruowana przez Zakład Aparatów Matematycznych PAN. Maszynę tę dziennikarze nazwali „mózgiem elektronowym”.

Dokładnie w tym czasie, tj. w 1959 roku, w ówczesnym Instytucie Energetyki pod kierunkiem **Andrzeja Kłosa**, późniejszego profesora Politechniki Warszawskiej, powstał pierwszy zespół pracowników energetyki, zatrudniony przy wdrażaniu tej maszyny do obliczeń technicznych i optymalizacyjnych. Na początku działalności tego zespołu w jego skład wchodził: **Barbara Bolkowska**, **Henryk Gładys**, **Lucjan Twardy**, **Eugeniusz Waśniewski** i **Jerzy Kazimierz Zieliński**. Zespół ten kładł wówczas podwaliny do zastosowań informatyki w energetyce. Równoległe pracował w tym samym czasie współpracując z zespołem jak wyżej **Romuald Nowakowski**, późniejszy dyrektor Centrum Informatyki Energetyki. Powyższy zespół został nieco później wzmocniony dodatkowymi pracownikami, do których należy zaliczyć **Ryszarda Frydrychowskiego**, **Ryszarda Franczaka** i **Jacka Woronieckiego**. Oczywiście w miarę postępowania rozwoju informatyki, przybywały nowe nazwiska osób zaangażowanych w ten problem. Autor niniejszego referatu nie jest w stanie wymienić wszystkich osób z naszego warszawskiego środowiska i prosi o wybaczenie, ale w gronie w którym przyszło autorowi współpracować w latach 60-tych

wymienię jeszcze takich informatyków jak: **Andrzej Kądziaława, Andrzej Kerner, Józef Kukla, Krystyna Maksymiuk, Jerzy Pietrachowicz, Stefan Roguski, Jerzy Sawicki**. Maszyny cyfrowe, które były wówczas wykorzystywane miały nazwy: Elliott 803 B, Urał 2, Odra 1003, ODRA 1204, MCERO. Maszyna cyfrowa ODRA 1003 już w pierwszej połowie lat 60-tych była powszechnie stosowana w energetyce.

Już wkrótce, tj. na początku lat 60-tych inny zespół entuzjastów pracujących w b. ZEOPd w Katowicach pod kierunkiem **Mieczysława Toronia** pracował nad wdrażaniem do obliczeń dyspozytorskich ówczesnych maszyn cyfrowych. W skład tego zespołu wchodził głównie: **Jan Gajewski, Kazimierz Oziemblewski, Tadeusz Stawowczyk** i inni.

Na podkreślenie zasługuje również działalność jeszcze innego zespołu, pracującego początkowo w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, a następnie IASE pod kierunkiem prof. **Jana Kożuchowskiego**, później długoletniego dyrektora IASE. Zespół ten korzystał m.in. z komputera EMMA własnej konstrukcji. Brali w nim udział m.in. **Tadeusz Mandat** z IASE i **Edmund Balaban** z Politechniki Wrocławskiej.

Należy wspomnieć tutaj również o innych ośrodkach uczelnianych, choćby na Politechnice Poznańskiej, gdzie aktywny udział w stosowaniu metod informatycznych dla energetyki brał udział m.in. **Zbigniew Kierzkowski**, profesor pracujący na tej uczelni. Na Politechnice Warszawskiej działał aktywnie **Henryk Siemaszko**.

Ta chwila wspomnień jest niezbędna po to, aby dziś po 50 latach od tamtego czasu zdać sobie sprawę z ogromu przebytej drogi w dziedzinie informatyki, zarówno w zakresie sprzętu, jak i oprogramowania. Nie sposób oczywiście tutaj w krótkim referacie wymienić chronologicznie wszystkich stosowanych w energetyce komputerów, metod, algorytmów i oprogramowania. Byłby to mimo wszystko wielki i imponujący zestaw, niezależnie od tego, co można by powiedzieć na temat naszych osiągnięć w stosunku do innych krajów. Weźmy tylko jeden przykład: obliczanie rozplywów mocy w systemie elektroenergetycznym. Czas obliczania takiego rozplywu dla sieci kilkudziesięciowęzłowej trwał w latach 60-tych kilka godzin, dziś są to sekundy. Jest to typowy przykład wskazujący na ogrom przebytej drogi w zakresie sprzętu, oprogramowania i metod obliczeniowych. Jeszcze w połowie lat 80-tych, gdy pojawiły się pierwsze komputery osobiste typu IBM PC/XT/AT nie dawano wiary, że już wkrótce przy pomocy komputerów osobistych można będzie prowadzić tak złożone obliczenia, jak wspomniane przykładowo wyżej obliczenia rozplywów mocy, nie mówiąc o innych złożonych systemach informatycznych, współpracujących za pomocą sieci teleinformatycznych.

Wspominając historię rozwoju informatyki w naszej energetyce, należy również nadmienić, że były też i lata, gdy w niektórych dziedzinach zastosowań informatyki byliśmy potęgą europejską, jeśli chodzi o kraje b. obozu socjalistycznego, ale również na przyzwoitym poziomie w stosunku do przodujących krajów zachodnich. Takim okresem była z pewnością pierwsza połowa lat 70-tych, jeśli chodzi o ówczesną Państwową Dyspozycję Mocy, późniejszą Krajową Dyspozycję Mocy, a obecnie Departament Usług Operatorskich w PSE Operator SA. Wówczas to zakupiono wysokosprawny system CDC, który przez ponad 20 lat (bo dopiero w 1993 r. został on ostatecznie wycofany z eksploatacji) był wykorzystywany dla celów nadzoru i sterowania pracą systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym oraz do celów planowania pracy KSE.

Należy tutaj wspomnieć o wykorzystaniu w latach 70-tych maszyny cyfrowej typu R-32 w Centrum Informatyki Energetyki, która stanowiła wówczas rezerwę obliczeniową dla b. PDM.

Chociaż wykorzystanie komputerów dla potrzeb dyspozytorskich wszelkich szczebli miało charakter priorytetowy, nie sposób nie wspomnieć o stosowaniu oprogramowania już w latach 60-tych, a szczególnie w latach 70-tych dla celów zarządzania w zakładach

energetycznych oraz elektrowniach, gdzie równocześnie rozwijało się zastosowanie komputerów do centralnej rejestracji i przetwarzania danych dla bloków wytwórczych.

W zakładach energetycznych rozwijano szczególnie intensywne wykorzystanie oprogramowania, głównie na maszynach typu ODRA 1204, ODRA 1305 i ODRA 1325 dla celów zarządzania tymi zakładami.

Były to przykładowo takie systemy jak:

- EKSEL dla zarządzania działalnością zakładu, realizujący szereg funkcji, głównie typu ewidencyjnego,
- ZBYT i AWO dla obsługi małych i dużych odbiorców energii elektrycznej,
- I-EAST i EWRO – odpowiednio dla ewidencji środków trwałych i ewidencji robocizny,
- GOMAT dla przetwarzania danych dotyczących gospodarki materiałowej.

W PDM i ODM-ach rozwijano intensywnie oprogramowanie i wykorzystanie komputerów do obliczeń ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO), rozplywów mocy, sporządzania planów produkcji energii elektrycznej, obliczeń zwarciovych, równowagi pracy elektrowni, ewidencji prac remontowych, sporządzania bilansów mocy, rozliczeń mocy osiągalnej elektrowni i innych.

Należy tutaj wspomnieć o dziś już dawno zapomnianej maszynie cyfrowej o nazwie MCERO (adaptowanej maszynie ODRA 1003), która w połowie lat 60-tych została wdrożona, co prawda na krótko (bo już pojawiła się w tym czasie maszyna ODRA 1204) do obliczeń w b. PDM, głównie w zakresie ERO oraz rozplywów mocy. Na ówczesne czasy był to jednak duży sukces zespołu IASE, w którym brali udział m.in. **Tadeusz Mandat, Edmund Balaban** i sławna późniejsza himalaistka **Wanda Rutkiewicz**, która jak pamięta autor niniejszego referatu opracowywała logikę funkcjonowania tej maszyny i którą w latach 80-tych Koło SEP nr 206 przy ówczesnej Wspólnocie Energetyki i Węgla Brunatnego gościło na jednym z seminariów.

Nie sposób w tym krótkim referacie wymienić choćby częściowo nazwy wszelkich programów komputerowych, realizowanych zwłaszcza w latach 70-tych dla systemu komputerowego CDC, pracującego dla potrzeb ruchowych i planowania pracy KSE. Programy te i systemy były w dużej mierze realizowane przez zespół informatyków Centrum Informatyki Energetyki, kierowanego w początkowej fazie przez prof. **Andrzeja Kłosa**, a w późniejszej przez doc. **Romualda Nowakowskiego**. W pracach tych brali udział liczni, zasłużeni już dziś informatycy, nie tylko oczywiście z b. CIE, ale i z innych placówek naukowo-badawczych.

W ocenie autora niniejszego referatu okres lat 1970 – 1985, tj. tuż przed rozpoczęciem wykorzystywania komputerów osobistych typu PC był okresem ustabilizowanego, ale intensywnego rozwoju informatyki w energetyce. W tym czasie powstały dziesiątki programów komputerowych, głównie opracowywanych w języku FORTRAN. Stopniowo więc wkraczaliśmy do dzisiejszego okresu, który będzie bliżej przedstawiony w innych referatach na jubileuszowym seminarium. Należy wspomnieć tylko o przełomowym momencie (koniec roku 1992 i rok 1993), kiedy to powołany został Zespół Roboczy ds. Informatyzacji PSE SA (nie był to zresztą pierwszy i jedyny zespół), którego pierwszym zadaniem było przygotowanie odpowiedniego zapytania ofertowego na opracowanie strategii rozwoju informatyzacji PSE SA. Konkurs na opracowanie tej strategii wygrała firma EDS, która wygrała również kolejny konkurs na dostawę kompleksowego systemu informatycznego (tzw. MIS) dla PSE SA. Prace nad tym systemem rozpoczęły się w 1995 r., trwały kilka lat, napotykając na olbrzymie trudności wdrożeniowe, zwłaszcza w zakresie systemu hurtowego obrotu energią elektryczną (system SHOE) oraz systemu zarządzania majątkiem sieciowym. Dopiero późniejsze prace i dołączenie do współpracy przy informatyzacji PSE SA innych firm doprowadziły do dzisiejszych wdrożeń związanych z całą sferą księgowości i zarządzania majątkiem sieciowym. Jeśli chodzi o wdrożenia informatyki

dla celów finansowo-księgowych, to należy wspomnieć o efektywnym eksploataowaniu systemów, które poprzedziły dzisiejsze rozwiązania. W latach 90-tych i jeszcze w początkach lat 2000-nych eksploatowano system EWST dla ewidencji środków trwałych, a także system KOF dla pozostałej działalności finansowo-księgowej. Równocześnie przez cały okres lat 90-tych trwały rozpoczęte jeszcze w latach 80-tych intensywne prace nad wdrożeniem systemu DYSTER dla nadzoru, sterowania i planowania pracy KSE. Oprogramowanie systemu DYSTER, którego realizacja rozpoczęta została przez firmę amerykańską EMPROS, a następnie kontynuowana przez firmę SIEMENS, zostało w pełni wdrożone do praktyki, ale tylko w zakresie sterowania w czasie rzeczywistym. Natomiast wdrożenie oprogramowania dla celów prognostyczno-planistycznych musiało zostać uzupełnione w ostatnich latach oprogramowaniem wielu innych firm i placówek naukowo-badawczych, z uwagi na ciągle zmieniający się model hurtowego rynku energii elektrycznej. Temat ten jednak wymagałby oddzielnego omówienia.

Należy tutaj wspomnieć o efektywnym wdrożeniu pakietu oprogramowania PSLF firmy General Electric do obliczeń rozptyłów mocy, równowagi dynamicznej i scalania sieci przy opracowywaniu normalnych układów pracy sieci KSE. Pakiet ten współpracował z krajowymi programami PLANS_PSE i PLANG_GE, realizując kompleksowe obliczenia sieciowe.

Koniec lat 90-tych i początek obecnego stulecia to zmagania z wdrożeniem dwóch głównych systemów związanych z zarządzaniem firmą (tj. PSE SA), a w tym zarządzaniem majątkiem sieciowym. Jeśli chodzi o zarządzanie majątkiem sieciowym to ukończono kilka lat temu wdrożenie systemu AM (ang. „Asset Management”), opartego o system EMPAC firmy INDUS, zaś dla ewidencji księgowej majątku sieci przesyłowej – system SAP.

Stopniowo doszliśmy więc w latach 90-tych do powszechnego stosowania sieci komputerowych, a w tym internetu, intranetu i poczty elektronicznej, jako powszechnych dziś narzędzi pracy niemal wszystkich pracowników naszych firm branży energetycznej.

Rozwój oprogramowania dla celów planowania pracy systemu elektroenergetycznego

1.1. Informacje ogólne

W niniejszym rozdziale przedstawiony zostanie krótki zarys rozwoju oprogramowania związanego z planowaniem pracy systemu elektroenergetycznego, realizowanym w b. PDM i ODM-ach, niezależnie od rozwoju oprogramowania dla celów statystycznej obróbki informacji ruchowych, systemów nadzoru i sterowania w czasie rzeczywistym oraz systemów do ewidencji majątku sieci przesyłowej, takich jak system SAP lub system AM dla zarządzania majątkiem sieci przesyłowej.

Analizując opracowane na różne komputery oprogramowanie przeznaczone dla służb planistyczno-ruchowych w PDM i KDM należy zdać sobie sprawę z tego, że nie zawsze oprogramowanie to było w pełni wykorzystywane w taki sposób, jak to jest opisywane w różnych publikacjach i do jakich celów było ono opracowane, ponieważ nie zawsze możliwości ówczesnych komputerów i zatrudnionych ludzi, a także organizacja pracy pozwalały na to. W każdym bądź razie opracowywane wówczas metody, algorytmy i programy z reguły wyprzedzały możliwości wdrożeniowe.

Realizacja tego oprogramowania była ukierunkowana głównie na jeden cel: optymalizację pracy systemu elektroenergetycznego poprzez stosowanie nowoczesnych metod i narzędzi dla realizacji ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO) pomiędzy

elektrownie z uwzględnieniem strat sieciowych [11] oraz optymalizację składu agregatów (bloków wytwórczych) w elektrowniach w procesie planowania i bieżącego prowadzenia ruchu. Właśnie potrzeba wdrożenia w PDM nowoczesnych metod ERO i optymalizacji składu agregatów w elektrowniach przyczyniła się do intensywnego wdrożenia informatyki w dyspozycjach mocy, gdyż rozwiązywanie problemów obliczeniowych przy pomocy zwykłych kalkulatorów stawało się już niemożliwe.

Już na początku lat 60-tych jeszcze na maszyny cyfrowe XYZ, ELLIOTT 803 B, ODRA 1003, URAL 2 i MCERO rozpoczęto opracowywanie różnych programów w zakresie ERO z uwzględnieniem strat sieciowych. Nie zdawano sobie jeszcze wówczas sprawy z trudności wdrożeniowych, które następowały później, co nie oznacza, że nie wdrożono praktycznie w mniejszym zakresie pojedynczych programów lub zespołów współpracujących ze sobą programów, czyli systemów informatycznych.

Typowymi i jednymi z pierwszych systemów informatycznych dla potrzeb planowania pracy KSE były systemy (eksploatowane ze zmiennym szczęściem i w różnym zakresie): PLANDO – dla celów planowania dobowego pracy elektrowni i sieci, PLANRO – dla celów kwartalnego i rocznego planowania produkcji energii elektrycznej przez elektrownie zawodowe i system NORMAL – dla planowania normalnych układów pracy sieci oraz STATYSTYKA – dla celów statystycznej obróbki informacji dobowych i miesięcznych o pracy KSE.

Wykorzystywane w nich metody obliczeń mogły być w pełni stosowane w warunkach, gdy jeszcze nie był wdrożony hurtowy rynek energii elektrycznej, co później miało miejsce w latach 90-tych, natomiast w tych nowych warunkach politycznych, gospodarczych i organizacyjnych energetyki nastąpiły komplikacje metodologiczno-organizacyjne, związane z wdrażaniem hurtowego rynku energii elektrycznej (HREE), ale jest to już oddzielny temat, który tutaj nie będzie rozważany. Zainteresowanych tym tematem Szanownych Czytelników, tzn. metodologią, która w tamtych latach była proponowana i wdrażana dla rozwiązania problematyki ERO w warunkach HREE autor niniejszego referatu odsyła do publikacji z tamtych lat, np. [5], [6].

Obecnie przedstawiona zostanie krótka charakterystyka wspomnianych wyżej systemów PLANDO, PLANRO, NORMAL i STATYSTYKA.

1.2. System PLANDO

Realizacja systemu PLANDO [3] została rozpoczęta jeszcze w oparciu o maszynę ODRA 1003, ale w pełni zakończona dopiero w latach 70-tych w oparciu o system komputerowy CDC 3170 i w minimalnym zakresie w oparciu o system CDC 1700.

System PLANDO składał się z kilkunastu powiązanych ze sobą programów, w tym 9 zasadniczych i kilku innych, mających pomocnicze znaczenie związane z przygotowaniem danych, formowaniem wyników końcowych lub pośrednictwem między zasadniczymi programami.

Programy zasadnicze realizowały następujące funkcje:

- 1) prognozowanie zapotrzebowania na moc w odstępach godzinnych – od pierwszej godziny objętej planowaniem dobowym (była to zwykle godzina 16.00 lub pierwsza godzina strefy szczytu wieczornego w dniu planowania) aż do ostatniej godziny w dniach roboczych lub typowych świątecznych (program PROZAP) lub w dniach świątecznych nietypowych (program PRONTYP);
- 2) przetwarzanie zgłoszeń remontowych w elektrowniach (program REMONT);
- 3) obliczanie ekonomicznego rozdziału obciążeń pomiędzy elektrownie zawodowe ciepłne i optymalizacja składu urządzeń wytwórczych w elektrowniach przy zadanych grafikach pracy elektrowni wodnych i przemysłowych (program ERO-P);

- 4) optymalizacja pracy elektrowni wodnych pompowych (program ELPOMP);
- 5) ocena niezawodności wytwarzania mocy i prognoza bilansu mocy w ujęciu probabilistycznym (program PROBIL);
- 6) prognozowanie bilansów węzłowych w sieci przesyłowej dla trzech godzin charakterystycznych: dolina nocna, szczyt ranny i szczyt wieczorny (program BROZ);
- 7) obliczanie rozptyłów mocy w ujęciu klasycznym (program GANE);
- 8) obliczanie rozptyłów mocy w ujęciu probabilistycznym (program PROM);
- 9) obliczanie poziomów napięć i rozdziału mocy biernej (program ERO-Q).

Wyniki obliczeń zawierały:

- 1) prognozy zapotrzebowania na moc,
- 2) decyzje dotyczące planów remontowych,
- 3) skład urządzeń wytwórczych i ERO w godzinach charakterystycznych wraz z podaniem mocy minimalnych i maksymalnych elektrowni, jako istotnych wielkości dla dyspozytorów mocy,
- 4) grafiki pracy elektrowni wodnych pompowych,
- 5) bilanse węzłowe oraz rozptyły mocy w ujęciu deterministycznym i probabilistycznym,
- 6) optymalne poziomy napięć w węzłach sieci przesyłowej w godzinach charakterystycznych.

Pewną odmianą tego systemu (z częściowym wykorzystaniem modułów programowych systemu PLANDO) był system PLANTYM, który umożliwiał planowanie pracy elektrowni i sieci w cyklu tygodniowym na okresy dwutygodniowe lub miesięczne [2].

1.3. System PLANRO

System PLANRO [12] podobnie jak PLANDO był opracowany dla maszyny CDC 3170 w języku FORTRAN. Składał się z ponad 20 programów zasadniczych i pomocniczych.

Programy zasadnicze realizowały następujące funkcje [4], [12]:

- 1) prognozowanie średnich miesięcznych wykresów zapotrzebowania na moc oraz obciążeń elektrowni przemysłowych i wodnych dla wszystkich okręgów energetycznych (program PODASZ),
- 2) prognozowanie średniego tygodniowego zapotrzebowania na moc dla kraju oraz średnich tygodniowych wykresów obciążeń elektrowni ciepłych zawodowych (program PROZA),
- 3) obliczanie parametrów pola remontowego, tj. łącznej mocy urządzeń wytwórczych, które można odstawić do remontu w poszczególnych miesiącach przy zachowaniu stałej niezawodności wytwarzania energii elektrycznej (program POKAR),
- 4) optymalizacja harmonogramu remontów urządzeń wytwórczych (program KARE),
- 5) sporządzanie wykresu schodkowego mocy dyspozycyjnych (program WYSBIL),
- 6) sporządzanie średnich miesięcznych dla kraju i okręgów energetycznych wraz z oszacowaniem liczby dni deficytowych i nadwyżkowych (program OKBM),
- 7) sporządzanie kwartalnych i rocznych planów produkcji energii elektrycznej oraz zużycia paliwa umownego (programy PERO i PENEL),
- 8) sporządzanie planów kwartalnych i rocznych zużycia paliwa rzeczywistego w podziale na asortymenty oraz kopalnie dostarczające odpowiedni węgiel (program PDW).

Zakres otrzymywanych rezultatów obliczeń wynika z wyżej przedstawionych funkcji modułów programowych.

1.4. System NORMAL

Innym ważnym systemem informatycznym, eksploatowanym w b. PDM był zespół programów sieciowych, opracowany w Instytucie Energetyki o nazwie NORMAL [2], [4], składający się z trzech programów zasadniczych oraz czterech pomocniczych.

Programy zasadnicze realizowały następujące funkcje:

- 1) obliczanie rozptyłów mocy w bardzo dużych sieciach, zawierających nawet więcej, niż 1000 węzłów (były to programy GANE i GARO-DYWA),
- 2) obliczanie prądów i mocy zwarć jedno, dwu i trójfazowych oraz danych do nastawień zabezpieczeń (program ZWAR-123),
- 3) obliczanie równowagi dynamicznej (STADYN).

Programy pomocnicze realizowały następujące zadania:

- 1) wczytywanie i aktualizację danych sieciowych, tj. parametrów linii i transformatorów, topologii sieci, bilansów węzłowych, wartości napięć w węzłach generatorowych (ze stabilizowanymi napięciami) oraz wartości napięć i kątów we wszystkich węzłach – do pierwszej iteracji obliczeń rozptyłów mocy (program KADA),
- 2) wydruk rozptyłów mocy na schemacie sieciowym (program MAPA),
- 3) sporządzanie tablic dotyczących bilansów węzłowych 110 kV wraz z możliwością alfabetycznego sortowania danych (program KAWA),
- 4) obliczanie współczynników rozptyłu dla celów dyspozytorskich, tj. procentowych rozptyłów mocy w sieci przy wyłączeniu określonych linii (program ROZAW); współczynniki te były niezbędne dyspozytorom mocy przy podejmowaniu decyzji o planowanych wyłączeniach linii lub transformatorów.

Zakres otrzymywanych wyników można przedstawić w skrócie następująco, chociaż wynika on z wymienionych wyżej funkcji oddzielnych programów:

- zestaw rozptyłów mocy w charakterystycznych godzinach okresów letnich lub zimowych, dla których sporządzano normalne układy pracy sieci,
- bilanse mocy w węzłach,
- moce zwarciowe i dane do nastawień zabezpieczeń,
- informacje związane ze stabilnością KSE, takie jak np. wykresy rozchylenia kątów generatorów.

1.5. System STATYSTYKA

Oprócz dobowej statystyki dyspozytorskiej prowadzono na szeroką skalę statystyczną obróbkę informacji dotyczących głównie produkcji energii elektrycznej i zużycia paliw w elektrowniach. Do tych celów był rozwijany i eksploatowany system STATYSTYKA dla potrzeb sprawozdawczości dobowej i miesięcznej.

Głównym celem tego systemu było:

- 1) rozliczenie mocy osiągalnej w szczycie rannym i wieczornym (program ROMOS),
- 2) statystyka zużycia i zapasów paliw w elektrowniach.,
- 3) inne obliczenia statystyczne (np. obliczanie średnich poziomów napięć).

Główne oprogramowanie w tym systemie, związane z rozliczeniem mocy osiągalnej elektrowni realizowało obliczenia, w wyniku których otrzymywano następujące rezultaty:

- 1) Podstawowa tablica z wynikami rozliczeń mocy osiągalnej elektrowni, zawierająca m.in.: moc osiągalną elektrowni, obciążenie w szczycie rannym lub wieczornym, zestawienie ubytków mocy w podziale na różne kategorie tych ubytków, np. ubytki z powodu remontu kapitałnego lub braku paliwa, rezerwę mocy i cały szereg innych informacji dotyczących ubytków mocy, np. wykaz urządzeń w remontach określonego rodzaju.
- 2) Wstępna informacja ruchowa o sytuacji w systemie elektroenergetycznym.
- 3) Zestawienie tabelaryczne bilansu mocy dla okręgów energetycznych i kraju.

- 4) Dodatkowe zestawienie do raportu dobowego, zawierające np. szczegółową specyfikację wymiany zagranicznej, obciążenia poszczególnych elektrowni ciepłych i wodnych, wielkość poszczególnych rodzajów ubytków mocy i inne informacje.

Oprogramowanie dotyczące statystyki zużycia i zapasów paliw realizowało obliczenia kompletu informacji związanych z tą tematyką, np. pojemności składowisk węgla, zużycie paliwa (dobowe i od początku miesiąca), zapasy paliw, ilości ton wysłanego (będącego w drodze) węgla i od początku miesiąca i inne informacje transportowe, co w tamtych czasach miało ważne znaczenie ruchowe.

1.6. Pozostałe oprogramowanie

Oprócz czterech przedstawionych wyżej systemów, tj. PLANDO, PLANRO, NORMAL i STATYSTYKA były również używane dla celów dyspozytorskich w trybie „off line” inne programy wyspecjalizowane pod kątem wycinkowych konkretnych tematów (np. do kontroli dotrzymywania mocy dyspozycyjnej elektrowni, charakterystyk elektrowni dla celów ERO lub statystyki rozliczania mocy osiągalnej elektrowni), ale z braku możliwości przedstawienia ich w tym referacie, autor odsyła Szanownych Czytelników do wcześniejszych publikacji w tym zakresie, np. do publikacji książkowej [4].

2. Podsumowanie

Przedstawiony w skrócie opis systemów informatycznych z lat 60-tych, 70-tych i 80-tych, a częściowo 90-tych w związku z wycofaniem systemu CDC i rozpoczęciem stosowania komputerów osobistych straciło swoje znaczenie. Głównym jednak powodem tego stanu był rozwój hurtowego rynku energii elektrycznej, który przed planowaniem pracy elektrowni i sieci postawił inne wymagania i stąd problematyka planowania pracy KSE jest realizowana w nowy sposób, ale nie jest to już tematem niniejszego referatu.

LITERATURA

1. Frydrychowski R., Gładyś H.: Optymalizacja rozdziału węgla między elektrownie. Energetyka, 1973, nr 11, Biuletyn Instytutu Energetyki nr 11/12.
2. Gajewski J., Hrubji R.: Cechy eksploatacyjne programu obliczania rozptyłów mocy „GARO”. Energetyka, 1975, nr 11.
3. Gładyś H.: System planowania dobowego pracy elektrowni i sieci – PLANDO przy wykorzystaniu zestawu komputerowego CDC 3170 +1700. Dokumentacja Techniczna. Opracowanie Instytutu Energetyki, Warszawa, 1974.
4. Gładyś H.: Komputery w kierowaniu pracą systemu elektroenergetycznego. WNT, Warszawa, 1980 r.
5. Gładyś H.: Rozdział obciążeń w warunkach rynku energii elektrycznej. Referat na Konferencję REE'94, Kazimierz Dolny, 10-11 lutego 1994 r.
6. Gładyś H.: Metodologia planowania pracy elektrowni w warunkach hurtowego rynku energii elektrycznej. Referat na Konferencję APE'95, Jurata, 12 – 14 czerwca 1995 r.
7. Gładyś H.: Referat wprowadzający z okazji seminarium SEP pod hasłem: „45 lat informatyki w energetyce”, Warszawa, 2 czerwca 2004 r.
8. Gładyś H., Kwaśnicki R.: 45 lat informatyki w energetyce. Biul. PSE SA, nr 5, 2004 r.

9. Jasicki Z., Kierzkowski Z.: Algorytmy obliczeń elektroenergetycznych na maszynach cyfrowych. WNT, Warszawa, 1968 r.
10. Kerner A.: Program wyznaczania rozptyłów mocy w sieci elektroenergetycznej DYWA CDC. Opracowanie Instytutu Energetyki, Warszawa, 1975 r.
11. Kłos A., Gładyś H.: Uwzględnienie strat sieciowych przy ekonomicznym rozdziale obciążeń. Energetyka, nr 12, 1960 r.
12. Kotkowski A., Kukla J.: Dokumentacja systemu PLANRO – planowanie pracy elektrowni w cyklu kwartalnym i rocznym. Opis systemu. Opracowanie Instytutu Energetyki, Warszawa, 1974 r.
13. Roguski S. i inni: System przetwarzania danych eksploatacyjnych elektrowni zawodowych STATYSTYKA. Opracowanie CIEiEA, Warszawa, 1977.

**Rozwój technik obliczeń stanów ustalonych sieci przesyłowych i
rozdzielczych w Polsce w latach 1959-2009**

Andrzej Kerner
Agencja Rynku Energii S.A.

Przedstawiono subiektywnie widzianą historię rozwoju obliczeń stanów ustalonych – na podstawie własnych doświadczeń i dostępnej literatury. Omówiono rozwój metod obliczeniowych w Warszawie (głównie Instytut Energetyki, Politechnika Warszawska) oraz na Śląsku (ODM Katowice, ZPBE Energopomiar). W obliczeniach stanów ustalonych w Polsce można wyodrębnić trzy etapy: początki obliczeń – lata 60-te i 70-te ubiegłego wieku, kiedy dominowały metody pierwszego rzędu, lata 80-te z przewagą obliczeń metodami wyższych rzędów na „dużych” komputerach oraz, począwszy od lat 90-tych do dnia dzisiejszego z przejściem na komputery osobiste.

Wstęp

Wyznaczenie przewidywanego stanu ustalonego w dowolnej sieci sprowadza się zazwyczaj do rozwiązania nieliniowego układu równań:

$$F(x) = 0 \quad (1),$$

gdzie:

x - wektor niewiadomych kątów i modułów napięć w węzłach,

$F(x)$ - wektor niezbilansowanych mocy czynnych i biernych w węzłach.

Równanie rozwiązywane jest względem wektora x metodami iteracyjnymi o postaci ogólnej:

$$x^{(i+1)} = x^{(i)} - \left(\frac{\partial F(x^{(i)})}{\partial x} \right)^{-1} \times F(x^{(i)}) \quad (2),$$

gdzie i jest kolejnym numerem kroku iteracyjnego.

W latach 60-tych ubiegłego stulecia zasoby pamięci operacyjnej komputerów (wówczas nazywanych EMC czyli elektroniczna maszyna cyfrowa) były niewielkie w stosunku do wymiarów obliczanych sieci. Z tego względu w użyciu była metoda Gaussa-Seidla

(successive displacement) lub inne metody pierwszego rzędu („iteracyjne”) 1, np. Warda-Hale’a.

Przełomem w obliczeniach stanów ustalonych były dwie publikacje [1] i [2]. Pierwsza wskazywała sposób odwracania macierzy impedancji własnych i wzajemnych, druga ilustrowała możliwą strukturę danych przy rozwiązywaniu układu równań liniowych w ramach jednej iteracji w metodzie Newtona-Raphsona. Jednakże oba te modele rozwiązywania zadań wyznaczania rozptyłów mocy mogły uzyskać znaczenie praktyczne po opracowaniu algorytmów efektywnej eliminacji węzłów w rzadkich macierzach admitancyjnych.

Obliczanie rozptyłów mocy dla krajowej sieci 400/220/110 kV

Obliczanie stanów ustalonych krajowej sieci 400/220 kV rozpoczęło się już w latach 60-tych ubiegłego wieku. Prace prowadzono głównie w Warszawie i Śląsku (do lat 60-tych produkcja energii elektrycznej na terenie ZEOPd stanowiła ok. połowy produkcji energii elektrycznej całego kraju).

Z terenu Warszawy wymieni tu należy pracę [3], gdzie program rozptyłowy uruchomiono za granicą na emc IBM-604, publikację [4] oraz programy na emc Ural 2: wyznaczanie przybliżonego rozptyłu mocy metodą stałoprądową [5] oraz obliczanie rozptyłów mocy czynnej metodami iteracyjnymi [6]. Z prac na Śląsku warto wymienić pracę doktorską [7], pracę [8] o analizie poziomów napięć i rozptyłów mocy biernej, programy obliczania rozptyłów mocy [9] i [10].

Do 1975 r. w ośrodku obliczeniowym Państwowej Dyspozycji Mocy (PDM), a także w niektórych innych ośrodkach do wyznaczania rozptyłów mocy służył program GARO [11], opracowany na komputer CDC-3170 w roku 1971, a następnie wielokrotnie modernizowany. Program ten odznaczał się dużymi możliwościami modelowania sieci [12], łatwością wprowadzania danych i czytelnością wyników. Podstawową jego wadą była znaczna liczba iteracji niezbędnych do uzyskania rozwiązania, co miało szczególne znaczenie przy obliczaniu dużych sieci, wymagających współpracy z pamięcią dyskową. Poza tym, dla niektórych źle uwarunkowanych układów sieciowych proces iteracyjny był bardzo wolno zbieżny, bądź wręcz niezbieżny.

W 1975 r. opracowano i wdrożono do eksploatacji program DYWA [13]. Wdrożenie programu polegało na wymianie w programie GARO sekwencji iteracyjnych obliczeń napięć w węzłach. Utworzony w ten sposób program GARO-DYWA okazał się kilkakrotnie szybszy od programu GARO (Tabela 1), zwiększyła się również pewność uzyskiwania rozwiązania.

Wdrożenie programu GARO-DYWA, aczkolwiek przyspieszyło obliczenia rozptyłów mocy w porównaniu do programu GARO, okazało się niewystarczające w następnych latach. Zwiększyły się bowiem wymiary rozwiązywanych zadań, co spowodowało znaczny wzrost liczby iteracji. Czas realizacji przeciętnego zadania obliczania krajowej sieci 400/220/110 kV zwiększył się od niespełna 2 godzin w roku 1975 do 6÷8 godzin w 1978 r. Stało się to przyczyną poważnego ograniczenia liczby obliczanych wariantów pracy sieci.

1 Równania opisujące stan ustalony w sieci są nieliniowe i mogą być rozwiązywane tylko metodami iteracyjnymi. W tym przypadku chodzi o rozróżnienie iteracyjnego i bezpośredniego rozwiązywania układu równań liniowych pochodnych cząstkowych we wzorze (2).

Tabela 1. Porównanie szybkości działania programów GARO i DYWA*)

Zadanie	GARO		DYWA		i_G/i_D	t_G/t_D
	i_G	t_G	i_D	t_D		
Codzienne obliczenia w systemie PLANDO – sieć o 68 węzłach i 98 gałęziach obciążona normalnie. Trzy rozptyły mocy.	784	1’56”	378	1’23”	2.07	1.40
Sieć o 274 węzłach i 308 gałęziach. Rozptył mocy sieci obciążonej normalnie oraz 3 rozptyły w sieci obciążonej awaryjnie	1616	22’46”	713	12’28”	2.27	1.80
Sieć o 929 węzłach i 1183 gałęziach; 76 transformatorów o przekładni regulowanej. Rozptył mocy sieci obciążonej normalnie	1623	279’54”	572	113’28”	2.85	2.46
Sieć o 929 węzłach i 1185 gałęziach odwzorowanych rezystancjami. Rozptył mocy sieci obciążonej normalnie	3240	554’47”	233	46’52”	13.9	11.8

*) i – liczba iteracji, t – czas obliczeń iteracyjnych, G, D – indeksy odpowiednio GARO i DYWA

Następnym krokiem w kierunku zwiększenia szybkości i pewności obliczeń sieci Krajowego Systemu Elektroenergetycznego było wdrożenie programu GANE [14] opartego na połączeniu kilku wstępnych iteracji Gaussa-Seidla i rozwiązania równań sieciowych metodą Newtona-Raphsona. Maksymalne wymiary programu wynosiły 450 węzłów, 600 gałęzi, w tym 70 gałęzi transformatorowych. Postać kart sterujących, danych wejściowych i wyników rozptyłu była identyczna, jak w eksploatowanym w PDM programie GARO-DYWA. Korzyści z zastosowania programu GANE rosły ze wzrostem wymiarów obliczanych sieci: stosunek czasu obliczeń iteracyjnych programem GARO-DYWA do czasu obliczeń programem GANE wynosił 1.91 dla sieci 77-węzłowej i 4.31 dla sieci 262-węzłowej.

Dobre wyniki eksploatacji programu GANE zachęciły do zaadoptowania zastosowanej w nim metody, a w szczególności techniki macierzy rzadkich, do rozwiązywania bardzo dużych układów sieciowych. W 1977 r. opracowano algorytm i dyskową wersję programu GANE (przy zastosowaniu diakoptyki sieci), umożliwiającą obliczenia sieci o 4200 węzłach i 6000 gałęziach. Program był następnie sprawdzany i modernizowany w realnych warunkach eksploatacyjnych i po przetestowaniu przez pracowników PDM zastąpił dyskową wersję GARO-DYWA [15]. Przy okazji testowania programu wykonano szereg badań porównawczych dla typowych zadań wykonywanych w PDM. Przedmiotem badań była krajowa sieć 400/220/110 kV: 1289 węzłów, 1622 gałęzi, w tym 101 transformatorów o przekładni regulowanej. Przy zadanej dokładności obliczeń w węzłach 0.3 MW(Mvar) czas obliczeń programem GANE wyniósł 100 minut wobec 440 minut programem GARO-DYWA; przy zadanej dokładności 0.1 MW(Mvar) program GANE wykonał to w ciągu 103 minut, natomiast obliczenia programem GARO-DYWA przerwano po 733 minutach po osiągnięciu dokładności 0.14 MW.

Dodatkowym elementem zwiększającym, sprawność analiz sieciowych było opracowanie modelu ekwiwalentowania sieci [16]; z reguły „zwijano” sieć 110 kV i modelowano zakłócenia w sieci 400/220 kV o wymiarach nie przekraczających 200 węzłów. Warto zaznaczyć, że w modelu zastosowano – ze względu na ograniczone zasoby pamięci operacyjnej – optymalizację sieci zastępczej. Optymalizacja ta polegała na minimalizacji liczby gałęzi sieci zredukowanej. Algorytm optymalizacji przewidywał dwa przebiegi: symulacji eliminacji węzłów i wyznaczania wartości funkcji celu oraz właściwej eliminacji.

W latach 70-tych ubiegłego wieku została opracowana w Energopomiarze-Gliwice metoda optymalizacji rozplywu mocy biernej [17], która w latach 80-tych znalazła swoje wyrażenie w programach komputerowych, w szczególności na komputerach osobistych. Warto tu także wymienić pracę [18], w której wyznacza się rozkłady mocy czynnych w poszczególnych gałęziach przy założeniu normalnego rozkładu mocy zapotrzebowania i dwumianowego rozkładu mocy wytwarzania w węzłach.

Obliczanie stanów ustalonych dla połączonych systemów energetycznych krajów RWPG

W roku 1985 Centrum Informatyki Energetyki podjęło się dostarczenia systemu obliczeń sieciowych spełniającego podstawowe wymagania Centralnego Zarządu Dyspozycji Mocy (CZDM) połączonych systemów energetycznych w Pradze. System ten utworzono z odpowiednio zmodyfikowanych podstawowych elementów systemu NORMAL [19] używanego w PDM do sezonowego planowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Prace nad opracowaniem i wdrożeniem systemu NETANAL [20] trwały około roku; od kwietnia 1986 zastąpił on całkowicie system STSTAB [21].

NETANAL, opracowany na komputer IBM-4341, składał się z następujących modułów (w nawiasach podano maksymalne wymiary obliczanych sieci, w – węzłów, g - gałęzi):

- GAST (1000 w, 1500 g) – wyznaczanie rozplywów mocy metodą Stotta i Newtona,
- TRAN (1000 w, 1500 g) – tworzenie sieci zastępczej,
- GANE (500 w, 1000 g) – wyznaczanie rozplywów mocy metodą Newtona,
- LOST (500 w, 1000 g) – wyznaczanie granicy równowagi statycznej metodą dociążania wybranego przekroju przesyłowego.

System NETANAL wykazał pełną przydatność do wyznaczania stanów ustalonych Połączonych Systemów Energetycznych; niezbędne zasoby pamięci operacyjnej okazały się prawie dwukrotnie mniejsze, niż w STSTAB, a czas obliczeń skrócił się kilkakrotnie przy większości obliczeń na sieciach zredukowanych (system STSTAB nie miał opcji redukcji sieci).

Obliczanie stanów ustalonych na komputerach osobistych (PC)

Powszechne wprowadzenie techniki mikrokomputerowej – zwłaszcza komputerów typu IBM PC – spowodowało istotne zmiany w sposobie użytkowania programu wyznaczania stanu ustalonego. Względna taniość sprzętu przy porównywalnej, a nawet większej niż dotychczas szybkości obliczeń oraz dostęp do nowoczesnego oprogramowania narzędziowego sprzyjały rozwojowi i rozpowszechnianiu programów nowej generacji. Jednym z nich były programy ROMA1000 i ROMA2000 [22], które miały szerokie zastosowanie w PDM i ODM-ach.

Program ROMA1000 – oprócz rozwiązania konwencjonalnego zadania wyznaczania rozplywu mocy metodą Newtona – miał również opcje:

- rozwiązywania zadania szybką metodą rozłączną (Stotta),
- wykonanie kilku kroków Gaussa-Seidla dla poprawy punktu startu do metody Newtona,
- uwzględnianie charakterystyk napięciowo-mocowych w węzłach,
- wyznaczenie przeciążeń w gałęziach sieci metodą kompensacji przy badaniu stanów $n-1$,
- ekwiwalenowanie sieci.

Przy obliczaniu dużych sieci realizacja niektórych czynności wykonywanych przez program (np. obliczanie napięć węzłowych, analiza $n-1$) trwała kilka do kilkunastu minut. Było to zbyt

mało czasu, aby można się było zająć inną pracą, ale zbyt dużo, by beczynnie wpatrywać się w ekran. Dlatego też menu programu przewidywało pracę w trybie interpretacji makroinstrukcji przygotowanych uprzednio przy użyciu dowolnego edytora.

Należy tu też wspomnieć o programie PLANS [23] obliczeń sieciowych wykonanym dla potrzeb KDM i ODM-ów, który współpracował z zakupionym w USA (General Electric) systemem PSLF.

Obliczanie sieci rozdzielczych

Jedną z pierwszych publikacji poświęconych obliczaniu sieci rozdzielczych był artykuł [24]. Warto zwrócić uwagę, że stworzenie odpowiedniej numeracji węzłów i gałęzi sieci wiejskich na emc Ural 2 było uznane za krok naprzód w dziedzinie obliczeń numerycznych.

Sieci rozdzielcze są najczęściej zbudowane w postaci drzewa z jednym punktem zasilającym (GPZ). Sieci takie nie sprawiają kłopotu przy wyznaczaniu stanu ustalonego, natomiast więcej problemów jest w ustaleniu tych informacji, które w przypadku sieci przesyłowych traktowane są jako wiarygodne dane wejściowe. Przykładem może tu być praca [25], gdzie celem pracy było opracowanie metody prognozowania stacji transformatorowych SN/nn umożliwiającej ustalenie miejsca, czasu, początkowego obciążenia powstających nowych stacji i rozwoju w czasie obciążeń stacji istniejących. Wymienić tu także należy pracę [26] o optymalizacji rozmieszczenia baterii kondensatorów w sieciach rozdzielczych średnich napięć.

Zakończenie

Na dzisiejszy stan numerycznych obliczeń sieciowych złożyły się liczne prace teoretyczne i informatyczne wielu specjalistów z różnych ośrodków. Był to ciągły proces uczenia się energetyków i matematyków pracujących dla potrzeb systemu elektroenergetycznego. Programy obliczeniowe były stale doskonalone i adaptowane do zmieniających się wymagań użytkowników przy wykorzystaniu coraz większych możliwości środków obliczeniowych.

Literatura

1. Tinney W.F., Walker J.W.: Direct Solutions of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorization. Proceedings of the IEEE, November 1967
2. Tinney W.F., Hart: Power C.E.: Flow Solution by Newton's Method. Transactions on Power Apparatus and Systems, November 1967
3. Kłos A., Gładyś H.: Obliczanie rozplywów mocy w układzie elektroenergetycznym za pomocą maszyny cyfrowej. Część I, Energetyka 1960 nr 7/8 - Biul. IEn, Część II, Energetyka 1960 nr 9 - Biul. IEn
4. Siemaszko H.: Wyznaczanie potencjałów węzłowych w dużych układach elektroenergetycznych za pomocą maszyny cyfrowej. Katedra Układów Elektroenergetycznych Politechniki Warszawskiej Przegląd Elektrotechniczny, sierpień 1961
5. Bienkowski J., Marks K.: Wyznaczanie przybliżonego rozplywu mocy metodą bezpośrednią. Energetyka 1967 nr 1/2 - Biul. IEn
6. Pietrachowicz T., Pietrachowicz J.: Metody numeryczne obliczania rozplywów mocy czynnych techniką stałoprądową. Energetyka 1969 nr 5/6 – Biul. IEn
7. Gajewski J.: Zastosowanie macierzy łańcuchowej do obliczania rozplywów mocy (Rozprawa doktorska). Politechnika Śląska, 1965

8. Szostek T.: Analiza warunków pracy krajowej sieci 220 i 110 kV z punktu widzenia poziomów napięć i rozplywów mocy biernej. Praca badawcza ZPBE Energopomiar, Gliwice 1963/1964
9. Kaźmierski Z., Stawowczyk T.: Rozplyw mocy RO-5. ODM Katowice, 1968
10. Oziemblewski K. Program obliczania rozplywów mocy MARO – metodą tzw. stałoprądowa. ODM Katowice, 1969
11. Gajewski J, Hrubji R., Sawicki J.: Program obliczania rozplywów mocy GARO-CDC. Karta programowa. Opracowanie wewnętrzne PDM, 1973
12. Gajewski J., Hrubji R.: Cechy eksploatacyjne programu obliczania rozplywów mocy GARO. Energetyka 1975, nr 11
13. Kerner A., Pietrachowicz J.: Wyznaczanie rozplywów mocy metodą dynamicznego współczynnika akceleracji. Energetyka 1975, nr 9 – Biul. IEn
14. Kerner A.: Hybrydowa metoda wyznaczania rozplywu mocy. Energetyka 1977, nr 1, Biul. IEn
15. Kerner A.: Metoda wyznaczania rozplywów mocy w dużych sieciach elektroenergetycznych. Energetyka 1979, nr 7, Biul. IEn
16. Kerner A.: Sieci zastępcze w obliczeniach stanów ustalonych. Energetyka 1983, nr 11, Biul. IEn
17. Szostek T: Optymalizacja poziomów napięć i rozplywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym przy uwzględnieniu strat związanych z wytwarzaniem mocy biernej w elektrowniach. Energetyka 1980 nr 4, Biul. Energopomiaru
18. Borkowska B.: Probabilistyczne ujęcie rozplywów mocy w sieciach elektroenergetycznych. Energetyka 1970 nr 1/2 - Biul.IEn
19. Kerner A., Lipko K.: System informatyczny NORMAL sezonowego planowania pracy sieci przesyłowej. Energetyka 1991, nr 5, Biul. IEn
20. Kerner A., Frydryszak M.: NETANAL – system obliczeń sieciowych połączonych systemów energetycznych krajów RWPG. Energetyka 1986, nr 9, Biul. IEn
21. Programma STSTAB. Centralnoje Dispetczerskoje Uprawlenije Objediniennyh Energeticzeskich Sistiem. Praha 1979
22. Frydryszak M., Kerner A.: Programy wyznaczania stanów ustalonych przy planowaniu pracy sieci przesyłowej. Energetyka 1991 nr 5, Biul. IEn
23. Zdun Z.: Adaptacja i modernizacja programu PLANS (program rozplywowy do planowania rozbudowy sieci przesyłowej) dla potrzeb operatywnego programowania przesyłu mocy. Praca dla PDM, Warszawa, 1990
24. Frydrychowski R.: Numeryczny model otwartych sieci rozdzielczych. Energetyka 1965 nr 3/4, Biul. IEn
25. Waclawiak G.: Model symulacyjny prognozowania obciążeń w elektroenergetycznych sieciach miejskich (Rozprawa doktorska). Politechnika Warszawska 1980.
26. Szostek T.: Metodyka określania optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych średnich napięć. Energetyka 1971 nr 5 – Biuletyn Energopomiaru

Pół wieku optymalizacji pracy jednostek wytwórczych w ruchu i planach rozwoju

Lucjan Twardy
Koło Nr 206 SEP

W referacie opisano dwa problemy optymalizacyjne i ich praktyczne rozwiązanie za pomocą pierwszych maszyn cyfrowych w polskiej elektroenergetyce na początku lat sześćdziesiątych XX wieku.

Wprowadzenie

Systemy elektroenergetyczne jako układy sieciowe przesyłowo-rozdzielcze współpracujące z elektrowniami zaczęto wprowadzać w zachodnich krajach europejskich po drugiej wojnie światowej. Towarzyszyła temu nacjonalizacja przemysłu energetycznego w tych krajach ze względu na ogromne potrzeby kapitałowe towarzyszące tym inwestycjom infrastrukturalnym. W Polsce integracja sieci przesyłowych i elektrowni zaczęła się w latach 50-tych w zmienionych strukturach polityczno-gospodarczych. Powstawała elektroenergetyka upaństwowiona. Pod koniec lat 50-tych zaczął funkcjonować system elektroenergetyczny ruchowo zarządzany z Państwowej Dyspozycji Mocy w Warszawie.

Powstał od początku problem jak obciążyć poszczególne elektrownie i bloki energetyczne, aby sumaryczna produkcja energii elektrycznej była najtańsza, bądź zużycie paliwa było najmniejsze. Innymi słowy wyłonił się problem optymalizacji pracy jednostki wytwórczej energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Dalsze problemy temu towarzyszące to: dobór jednostek do ruchu, oszacowanie dyspozycyjności elektrowni, oszacowanie potrzeb paliwowych dla systemu elektroenergetycznego w programach rozwojowych. W referacie zostaną skrótkowo przedstawione te zagadnienia, metody ich rozwiązania i urządzenia obliczeniowe łączące oprogramowanie i sprzęt komputerowy w fazie początkowej wprowadzania informatyki w elektroenergetyce.

1. Ekonomiczny rozdział obciążeń²

² Numeracja wzorów i rysunków w rozdziałach 1 i 2 jest niezależna.

Ekonomiczny rozdział obciążeń (ERO) realizowano za pomocą metody przyrostów względnych. Sformułowano następujące zasady matematyczne metody: Zapotrzebowanie mocy przez układ elektroenergetyczny w określonym przedziale doby wynosi P_s , należy dać odpowiedź jak obciążyć poszczególne elektrownie, aby układ pracował najbardziej ekonomicznie. Koszty produkcji energii elektrycznej zależne od rozdziału i przesyłu energii w układzie elektroenergetycznym osiągają minimum, jeżeli dla każdej mocy systemu elektroenergetycznego P_s odpowiednie przyrosty względne kosztów poszczególnych elektrowni będą równe i wyniosą λ [zł/MWh], oznaczając:

B_y - ilość zużytego paliwa, w Gcal/h;

C_y - koszt paliwa y-tej elektrowni, w zł/Gcal;

$\frac{dK_y}{dP_y}$ - przyrost względny kosztów y-tej elektrowni w zł/MWh;

$\frac{\delta P_s}{\delta P_y}$ - przyrost względny strat sieciowych dla y-tej elektrowni;

$K_y = B_y \cdot C_y$ - koszt paliwa, w zł/h

$\frac{dB_y}{dP_y}$ - przyrost względny zużycia ciepła y-tej elektrowni, w Gcal/MWh;

P_y - moc netto y-tej elektrowni, w MW;

b_y - odcinek obrazujący przyrost kosztów dla $P_y = 0$, w zł/MWh

β - współczynnik kątowy zlinearyzowanej funkcji $\frac{dK_y}{dP_y} = f(P_y)$, w zł/MWh (Rys. 1)

B_{zy} - współczynnika strat sieciowych, w 1/MW;

B_{zo} - współczynnika strat sieciowych, w 1/MW;

B_{zy} - straty sieciowe, w MW. Stosując metodę Lagrange'a otrzymuje się:

$$\frac{dK_y}{dP_y} + \lambda \frac{\delta P_s}{\delta P_y} = \lambda, \quad y=1,2,\dots,N \quad (1)$$

Dla prostoty przyjmuje się, że przebieg funkcji $\frac{dK_y}{dP_y}$ jest liniowy i ma następującą postać.

$$\frac{dK_y}{dP_y} = \beta_y P_y + b_y, \quad y=1,2,\dots,N \quad (2)$$

a starty w sieci wyraża funkcja:

$$P_s = \sum_z \sum_y P_z B_{zy} P_y, \quad y=1,2,\dots,N \quad (3)$$

Przyrost względny strat sieciowych y-tej elektrowni wyraża się następująco

$$\frac{\delta P_s}{\delta P_y} = \sum_z 2B_{zy} P_z, \quad y=1,2,\dots,N \quad (4)$$

Po podstawieniu wyrażen (4) i (2) do wyrażenia (1) otrzymuje się zależność:

$$\beta_y P_y + b_y + \lambda \sum_z 2B_{zy} P_y = \lambda, \quad y=1,2,\dots,N \quad (5)$$

Po przekształceniu równania (5) otrzymuje się wartość ekonomiczną mocy y-tej elektrowni:

$$P_y = (1 - \frac{b_y}{\lambda} - \sum_z 2B_{zy} P_y = \lambda) / (\frac{\beta}{\lambda} + 2B_{yy}), \quad y=1,2,\dots,N \quad (6)$$

Równań będzie tyle ile jest elektrowni w układzie elektroenergetycznym. Rozwiązanie ich może być zrealizowane dla określonego λ metodą iteracji prostej, przy czym P_z traktuje się jako wartości "stare" a P_y jako "nowe".

Adaptacja matematyczna i metodologiczna zagadnienia obliczeniowego na maszynie cyfrowej.

Dobowe zapotrzebowanie mocy czynnej w układzie elektroenergetycznym jest przedstawione za pomocą wykresu dobowego. (Rys 2). Wykres dobowy został podzielony na 24 godzinne odcinki dla których przyjęto stałe obciążenie.

Dla każdej tak określonej godziny określa się obciążenie na poszczególne elektrownie korzystając z aktualnego wariantu charakterystyki elektrowni. Każda elektrownia w zależności od kombinacji pracujących kotłów i turbin ma od kilkunastu do kilkudziesięciu wariantów charakterystyk. (W tym okresie w krajowym systemie pracowało wiele elektrowni tzw. kolektywnych)

Adaptacja zagadnienia do obliczeń na maszynie cyfrowej i wykorzystanie rzeczywistych charakterystyk, które są funkcjami nieliniowymi (Rys. 3), wymaga pogłębienia i modyfikacji aparatu matematycznego przytoczonego wcześniej. Wyjściowymi zależnościami dla równania (1) będą teraz zależności zapisane w następującej postaci.

$$\frac{dB_z C_z}{dP_z} + \lambda \frac{\delta P_s}{\delta P_z} = \lambda, \quad z=1,2,\dots,N \quad (7)$$

Które po przekształceniu mają postać

$$\frac{dB_z C_z}{dP_z} = \lambda, \quad z=1,2,\dots,N \quad (8)$$

$$1 - \frac{\delta P_s}{\delta P_z}$$

lub po wprowadzeniu współczynników karnych:

$$k_z = \frac{1}{1 - \frac{\delta P_s}{\delta P_z}}, \quad z=1,2,\dots,N \quad (9)$$

przybierają postać

$$\frac{dB_z C_z}{dP_z} k_z = \lambda, \quad z=1,2,\dots,N \quad (10)$$

Współczynnik karny z-tej elektrowni jest funkcją mocy poszczególnych elektrowni i konfiguracji sieci zamkniętej wiążącej elektrownie w jednolity układ elektroenergetyczny. Przy obliczeniach współczynnika karnego stosuje się metodę, w której korzysta się z uprzednio wyliczonych współczynników strat sieciowych B_{zy} i B_{z0}. Metoda ta podaje następujący wzór obliczania współczynnika karnego

$$k_z = \frac{1}{1 + \sum_{y=1}^Y B_{zy} P_y + B_{z0}}, \quad z = 1, 2, \dots, N \quad (11)$$

Matematyczna odpowiedź postawionego na wstępie zadania jest rozwiązanie N równań typu (10). Rozwiązanie zostanie wykonane na maszynie cyfrowej metodą kolejnych iteracji. Znalezione w ten sposób wartości mocy poszczególnych elektrowni dają żadaną moc sumaryczną systemu przy stałym przyroście λ .

Algorytm obliczeń

Zastosowanie maszyny cyfrowej do rozwiązania dowolnego zagadnienia obliczeniowego wymaga opracowania algorytmu obliczeń. Algorytm realizuje iteracyjne operacje matematyczne sterowane warunkami logicznymi. W pierwszej iteracji oblicza się moce (brutto i netto), zużycie paliwa poszczególnych elektrowni, szacuje się je według stałych wartości λ . Sprawdza się warunek logiczny zrównania mocy systemu P_s z sumaryczną mocą elektrowni, a gdy zostanie spełniony, zapamiętuje się równocześnie zużycie paliwa B.

W drugiej iteracji oblicza się współczynniki karne, koryguje się charakterystyki wyjściowe, oblicza ponownie moce elektrowni i zużycie paliwa jak poprzednio, bez uwzględniania współczynników karnych. W kolejnych iteracjach wyznaczane są obciążenia dla kolejnej godziny itd. Warunki logiczne sprawdzają czy potrzeba zmienić numer charakterystyki elektrowni i czy wyczerpano wszystkie godziny. Na zakończenie wyznacza się sumaryczne zużycie paliwa w całym systemie i odpowiadające im koszty.

Rodzaje informacji wejściowych i sposoby ich umieszczania w pamięci maszyny cyfrowej

Wszystkie dane o funkcjach można zapisać w pamięci maszyny w postaci zbioru liczb oraz określonej metody matematycznej wiążącej te liczby w całość. W naszym przypadku użyto metody aproksymacji odcinkowo liniowej. Zapis każdej charakterystyki elektrowni stanowiła tablica A-kolumnowa. Ponadto w pamięci maszyny zapisywano macierz sumaryczną współczynników B_{zy} o wymiarach N×N oraz N - wektor współczynników B_{z0}.

Aktualne koszty paliwa dla każdej elektrowni podaje zbiór liczb oznaczonych symbolem C. Podczas obliczeń ekonomicznego rozdziału obciążeń dla całej doby należy wprowadzić do pamięci krzywą dobowego obciążenia systemu elektroenergetycznego i zespoły charakterystyk elektrowni dla różnych składów urządzeń w poszczególnych okresach doby.

Ważną rolę w przygotowaniu zadania wypełnia schemat blokowy, który organizuje cały proces obliczeń arytmetycznych i logiki obliczeniowej.

Etapy realizowania zadania ERO na kolejnych maszynach cyfrowych.

Pierwszą maszyną, na której usiłowano przeprowadzić obliczenia ERO była maszyna cyfrowa XYZ zbudowana w Instytucie Aparatów Matematycznych PAN. Program został napisany w kodzie maszynowym i był bardzo skomplikowany. Poza głównym programem trzeba było opracować tzw. podprogramy - programy pomocnicze, które organizowały proces wprowadzania danych i programu, proces wyprowadzania wyników, obliczenia elementarnych funkcji itp.

Nośnikiem informacji na maszynie cyfrowej XYZ były karty perforowane, a czytniki i perforatory wyjściowe korzystały z urządzeń mechanicznych nie najwyższej jakości. Ponieważ maszyna cyfrowa pracowała w układzie binarnym programista posługiwał się arytmetyką w układzie ósemkowym, która umożliwiała łatwe przejście na arytmetykę w układzie binarnym. Programista ponadto musiał znać metody numeryczne, które w tym czasie były dość słabo opracowane. Na polskim rynku korzystaliśmy w tym celu z książki akademickiej „Metody numeryczne” prof. Warmusa. Proces uruchamiania programu był bardzo uciążliwy. Ostatecznie udało się ten program uruchomić na 3 elektrowniach, ale ze względu na bardzo małą niezawodność maszyny cyfrowej, głównie urządzeń wejścia-wyjścia nie można było prowadzić praktycznych obliczeń.

W tym czasie w Warszawie w Instytucie Elektrotechniki zakupiono pierwszą zachodnią maszynę cyfrową ELLIOTT 803B.

Maszyna ta była nieporównywalna z XYZ. Zbudowana w technice tranzystorowej pracowała niezawodnie. Medium wejścia-wyjścia była perforowana taśma papierowa. Poza pamięcią operacyjną była pamięć na bębnach magnetycznych. Najważniejszą jednak innowacją dla programisty - użytkownika był język wyższego poziomu tzw. Autokod Marc2. Można powiedzieć, że od tego czasu zaczęły się praktyczne obliczenia ERO w polskiej energetyce, które były stosowane w pracy operatywnej PDM-u i pracach planistycznych nad rozwojem krajowego systemu elektroenergetycznego.

Kolejną maszyną zakupioną dla krajowej energetyki była maszyna cyfrowa URAL2. W stosunku do maszyny cyfrowej ELLIOTT 803B był to krok do tyłu. URAL2 był zbudowany w technice lampowej i z tego względu był maszyną o niskiej niezawodności. Dla programistów był trudniejszy, nie miał języka wyższego poziomu, więc trzeba było programować w języku maszynowym.

2. Zasady doboru optymalnej liczby kotłów i turbin do ruchu w dolinie obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Do oryginalnych osiągnięć w zakresie pierwszych dużych problemów obliczeniowych i metodologicznych należy optymalizacja doboru agregatów do ruchu. Odstawianie jednostek jest konieczne ze względu na stosunkowo wysokie minima techniczne kotłów pyłowych, a stosunek obciążenia w dolinie nocnej do obciążenia w szczycie waha się w granicach 0,58-0,62. Racjonalna i zoptymalizowana metoda odstawień daje w rezultacie znaczne oszczędności paliwa. Pomijając sprawy natury technicznej, które stanowią ograniczenia należało pamiętać o następujących kwestiach z tym związanych:

1. Czas uruchamiania jest funkcją długości postoju.
2. Zużycie paliwa na rozruch jest funkcją długości postoju.
3. Niekorzystny wpływ cieplnych stanów nieustalonych.
4. Większe trudności dla obsługi i większe prawdopodobieństwo awarii.

Opis metody

Analiza dotyczy zespołu turbin i kotłów zdolnych do ruchu. Jednostki turbinowe i kotłowe w poszczególnych elektrowniach są określone przez charakterystyki, które mogą być przedstawione w formie graficznej lub tabelarycznej. Charakterystyki elektrowni są przedstawione zależnością przyrostu względnego jako funkcje mocy i ciepła w dostarczonym paliwie. Od całego zbioru kotłów i turbin trzeba oddzielić te, które z różnych względów (ciepłownictwo, regulacja mocy biernej i napięcia oraz inne) nie mogą być odstawiane. Odstawiać można: blok, turbinę z grupą kotłów, albo całą elektrownię. Główną trudnością

napotykaną przy analizie jest nieznanosć kolejności i liczby jednostek, które należy odstawić. To jest przedmiotem algorytmu programu.

Teoretycznie zużycie ciepła przy biegu jałowym nie określa jednoznacznie, czy dany obiekt powinien być odstawiony. O tym może decydować dopiero jednostkowe zużycie paliwa przy obciążeniach większych. Należało zatem stworzyć podstawy metody łączącej bieg jałowy z funkcją jednostkowego zużycia paliwa i charakterystyką przyrostów względnych.

Łącząc to z funkcjami definiującymi zużycie paliwa podczas rozruchu, otrzymuje się teoretycznie szukaną odpowiedź. Tym łącznikiem okazała się funkcja przyrostowa korzyści odstawienia w zależności od przyrostów względnych systemu elektroenergetycznego.

Oznaczenia:

i – wskaźnik określający charakterystykę i -tej elektrowni;

j – wskaźnik określający przedział w charakterystyce j -tej elektrowni;

w – współczynnik nachylenia krzywej;

d_{ij}, z_{ij}, p_{oij} – współczynniki charakterystyki elektrowni;

P_i – moc i -tej elektrowni, MW;

B_i – zużycie lub koszt paliwa na produkcję P_i mocy w ciągu godziny, Gcal/h lub zł/h;

ψ_i – stała całkowania

α – wskaźnik oznaczający punkt pracy elektrowni na charakterystyce przed odstawieniem $N+1$ -ej elektrowni w systemie elektroenergetycznym

β – wskaźnik oznaczający punkt pracy elektrowni na charakterystyce po odstawieniu $N+1$ -ej elektrowni w systemie elektroenergetycznym

p_s – przyrost względny zużycia paliwa lub kosztu Gcal/MWh lub zł/MWh;

P_s – obciążenie systemu elektroenergetycznego, MW;

ΔB – oszczędność wynikająca z odstawienia określonego obiektu Gcal/h lub zł/h

Podstawy matematyczne budowy funkcji korzyści odstawienia obiektu.

Przy wykorzystaniu metody aproksymacji odcinkowo-liniowej funkcję mocy w zależności od przyrostów względnych (charakterystyka elektrowni) przedstawia wzór:

$$P_i = w_{ij}(p - p_{oij}) + z_{ij} \quad (1)$$

Na rysunku 2. podano rzeczywisty przebieg charakterystyki elektrowni, ustalonej na podstawie pomiarów i sposób zastąpienia jej za pomocą omówionej wyżej metody.

Tablica 1

Zbiór współczynników funkcji opisującej prostoliniową charakterystykę przyrostów względnych elektrowni cieplnej.

Symbol	Współczynniki			
j	w_{ij}	p_{oij}	z_{ij}	d_{ij}
0	w_{i1}	p-dio	z_{i1}	d_{i0}
1	w_{i1}	0	z_{i1}	-
2	w_{i3}	p-di2	z_{i3}	d_{i2}
3	w_{i3}	0	z_{i3}	-

Tablica 1 służy do doboru współczynników i wskaźników przy przejściu z postaci graficznej na postać analityczną zgodnie ze wzorem (1). Stopień ścisłości odwzorowania zależy od potrzeb.

Teoria ekonomicznego rozdziału obciążeń podaje następujący wzór określający zużycie paliwa na wyprodukowanie ekwiwalentu mocy elektrycznej w jednostce czasu w elektrowni cieplnej:

$$B_i = \int p_i dP_i \quad (2)$$

Po uwzględnieniu wyrażenia (1) i (2) otrzymamy następujący wzór na zużycie paliwa:

$$B_i = \frac{w_{ij} \cdot P_i^2}{2} + \psi_i \quad (3)$$

Charakterystyka systemowa $P_s = f(p)$ (funkcja mocy systemu elektroenergetycznego od przyrostów względnych zużycia paliwa) oraz charakterystyka systemowa zużycia paliwa $B_s = f(p)$ powstała z sumy odpowiednich charakterystyk mocy i zużycia paliwa wszystkich elektrowni w systemie.

Matematycznie charakterystyki systemowe z N elektrowniami wyrażają się następująco:

$$P_s(p) = \sum_1^N P_i(p) \quad (4) \quad \text{ i } \quad B_s(p) = \sum_1^N B_i(p), \quad (5)$$

Aby zanalizować efekt ekonomiczny powstały przez odstawienie elektrowni (obiekty), należy porównać charakterystyki (5) odpowiadające liczbie elektrowni N z charakterystykami (5) zawierającymi $N+1$ elektrowniami.

W tym celu odejmuje się funkcje zużycia paliwa (5) (dla N elektrowni) od funkcji zużycia paliwa (5) (dla $N+1$ elektrowni), zachowując jednocześnie warunek, aby do systemu elektroenergetycznego zarówno w pierwszym jak i w drugim wariantcie, była dostarczona moc P_s .

Funkcja przedstawiająca różnicę ciepła zużywanego przez system w obu wariantach jest właśnie poszukiwaną funkcją korzyści i naszym zadaniem jest ją określić (rys 3).

Oznaczamy poszukiwaną funkcję jako $\Delta B = f(p)$. Warunek równości P_s w obu wariantach zakłada oczywiście różne przyrosty p_α, p_β .

Zakładamy, że moc obiektu odstawanego jest mała względem P_s i dzięki temu można przyjąć, że $w_{ij\alpha} = w_{ij\beta}$, pomijamy w ten sposób j .

Obliczenie wykonuje się dla jednego punktu krzywej funkcji korzyści ΔB , które wyraża się za pomocą następujących wzorów:

$$\Delta B = B'_s - B_s = \frac{1}{2}(w_1 p_\alpha^2 + w_2 p_\alpha^2 + \dots + w_N p_\alpha^2 + B_{N+1} + \psi) - \frac{1}{2}(w_1 p_\beta^2 + w_2 p_\beta^2 + \dots + w_N p_\beta^2 + \psi) \quad (6)$$

$$\Delta B = p_\alpha^2 \frac{1}{2} \sum_1^n w_i + B_{N+1} - p_\beta^2 \frac{1}{2} \sum_1^n w_i \quad (7)$$

Z warunku dostarczenia tej samej mocy $P'_s = P_s$ wynika:

$$P_s = w_1(p_\alpha - p_{o1}) + z_1 + w_2(p_\alpha - p_{o2}) + z_2 + \dots + w_N(p_\alpha - p_{oN}) + z_N + P_{N+1} = \\ = w_1(p_\beta - p_{o1}) + z_1 + w_2(p_\beta - p_{o2}) + \dots + w_N(p_\beta - p_{oN}) + z_N \quad (8)$$

$$p_{\alpha} \sum_1^N w_i + P_{N+1} = p_{\beta} \sum_1^N w_i$$

$$p_{\beta} = p_{\alpha} + \frac{P_{N+1}}{\sum_1^N w_i} \quad (9)$$

Po podstawieniu (9) do (7) otrzymuje się:

$$\Delta B = \frac{1}{2} p_{\alpha}^2 \sum_1^N w_i + B_{N+1} - \frac{1}{2} \left(p_{\alpha} + \frac{P_{N+1}}{\sum_1^N w_i} \right)^2 \sum_1^N w_i \quad (10)$$

Po ostatecznym przekształceniu wzór przyjmie postać

$$\Delta B = B_{N+1} - \left(p_{\alpha} \cdot P_{N+1} + \frac{P_{N+1}^2}{\sum_1^N w_i} \right) \quad (11)$$

Ze wzoru (11) wynika, że korzyść uzyskana z odstawienia obiektu elektrowni o mocy P_{N+1} (w naszym przypadku jest to elektrownia, w rzeczywistości może to być układ składający się z m kotłów i n turbin) przedstawia różnicę paliwa zużywanego przez dany obiekt B_{N+1} na wyprodukowanie tej mocy i sumę dwóch składników: $p_{\alpha} \cdot P_{N+1}$ - iloczynu przyrostu względnego w systemie przed odstawieniem i mocy odstawianej oraz $p_{N+1}^2 : \sum_1^N w_i$ ilorazu

kwadratu mocy odstawianej i sumy współczynników w pozostałych wszystkich elektrowniach w systemie elektroenergetycznym. W dalszych rozważaniach ostateczny wzór (11) będzie uproszczony

$$\Delta B = B_{N+1} - P_{\alpha} \cdot P_{N+1} \dots \quad (12)$$

Wzór ten umożliwia jednoznaczne określenie korzyści wynikłych z odstawienia obiektu (elektrowni, bloku) jako funkcji przyrostu względnego $\Delta B = f(p)$:

Korzyść lub stratę jako rezultat odstawienia można wyznaczyć według wzoru (12) dla każdego punktu charakterystyki odstawianego obiektu z przedziału zmian przyrostów względnych w systemie elektroenergetycznym ($P_{\min} - P_{\max}$). W ten sposób uzyskuje się tzw. funkcję korzyści odstawienia obiektu (rys 4a). Aby taką krzywą wykonać trzeba znać charakterystyki energetyczne odstawianego obiektu. Funkcje te koryguje się uwzględnieniem ciepła na rozruch obiektu. Liczba funkcji odpowiada liczbie odstawianych obiektów dla ściśle określonego czasu postoju. Ponieważ należy uwzględnić różne czasy postoju w rezerwie (2 godz., 3 godz., 4 godz., 5 godz., 6 godz., 7 godz.) wówczas liczba krzywych ulega wielokrotnieniu (Rys.5).

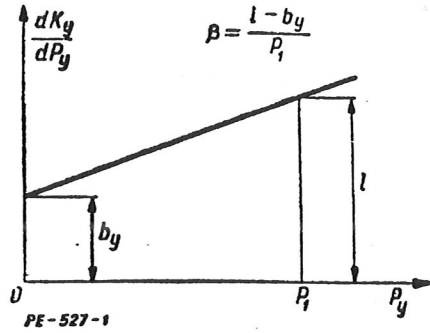
Ważną sprawą jest ujęcie strat ciepła turbin i kotłów podczas okresowego uruchamiania i zatrzymywania w funkcji okresu postoju. Służą do tego dodatkowe funkcje empiryczne określające zużycie ciepła na rozruch z zależności od okresu postoju w rezerwie. (Rys.6).

Dla opisanej metody został opracowany algorytm programu i schemat blokowy, a następnie napisano program w języku maszyny cyfrowej URAL 2. W programie tym jednym z głównych podprogramów był program ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO).

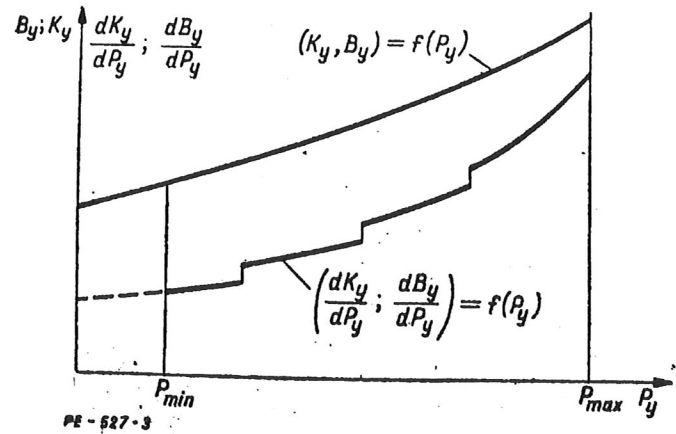
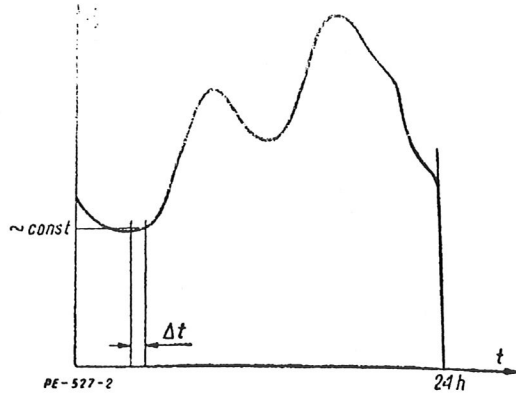
Literatura

1. A.Kłos, L.Twardy, J.K.Zieliński - Ekonomiczny rozdział obciążeń, Przegląd Elektrotechniczny, 1961/8.
2. A.Kłos, L.Twardy, J.K.Zieliński - Zasady doboru liczby kotłów i turbin do ruchu w dolinie obciążenia systemu energetycznego, Energetyka 1962/7.

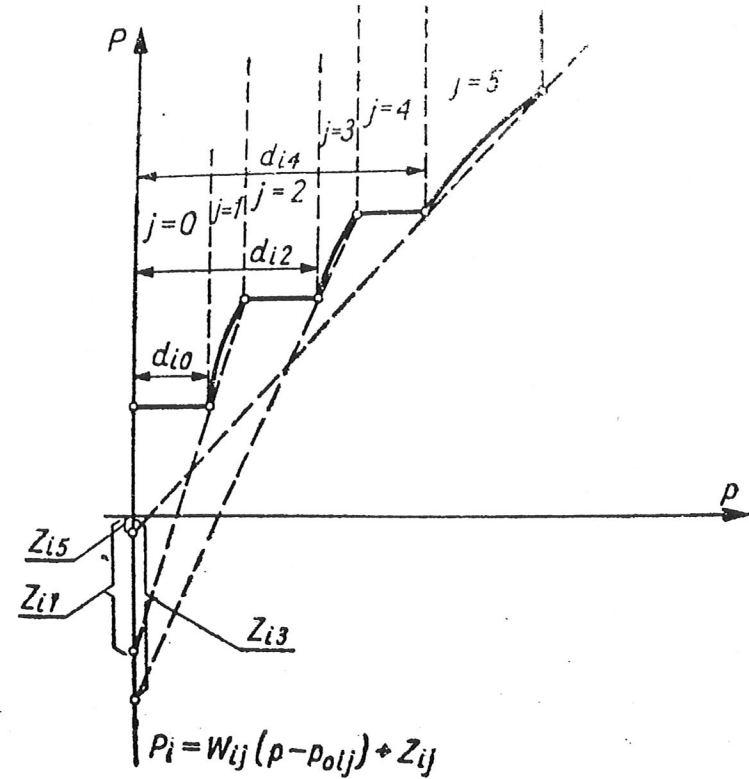
Rys. 1. Charakterystyka elektrowni sprowadzona do linii prostej



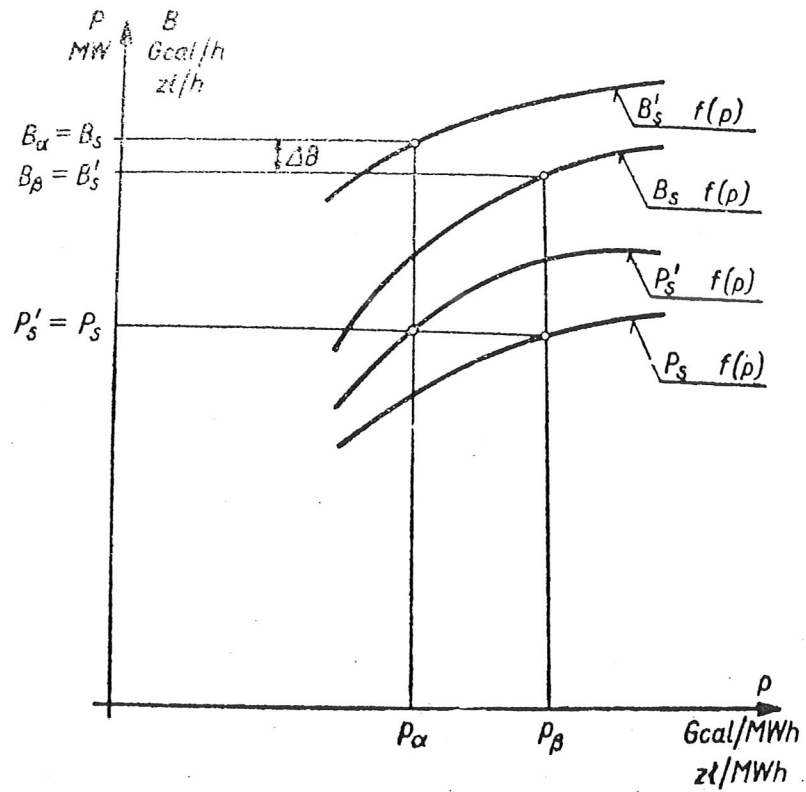
Rys. 2. Dobowy wykres obciążeń systemu $P_s = f(t)$



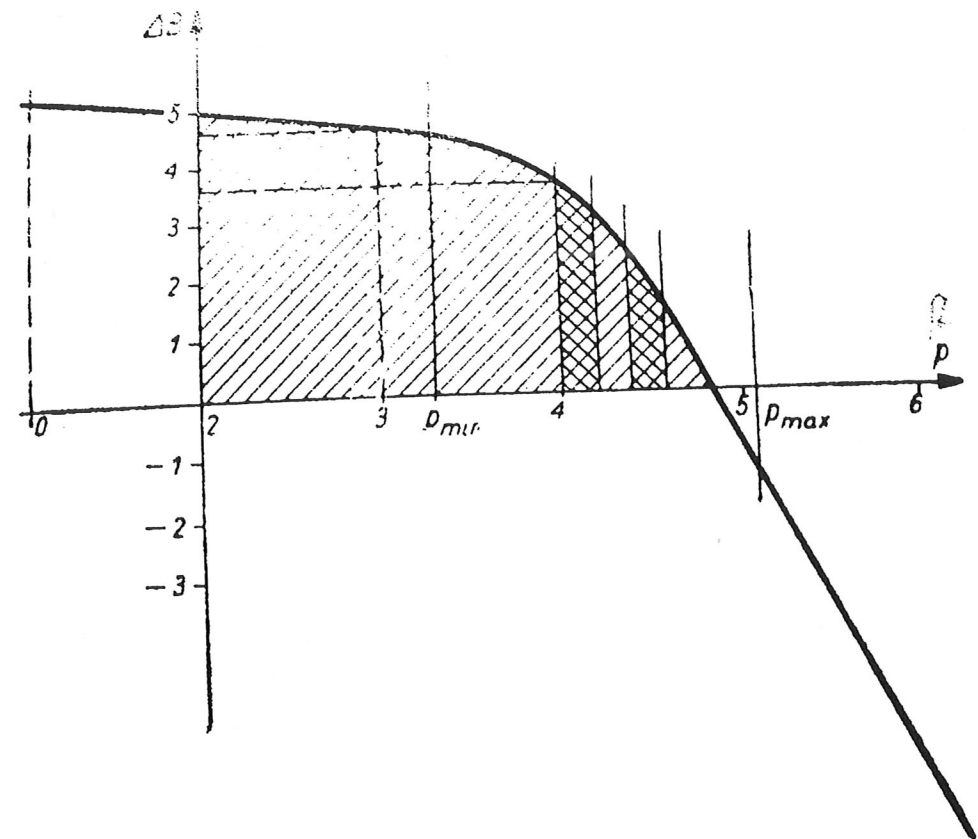
Rys. 3. Rzeczywisty przebieg charakterystyki zużycia węgla, kosztów i przyrostów względnych y -tej elektrowni cieplnej



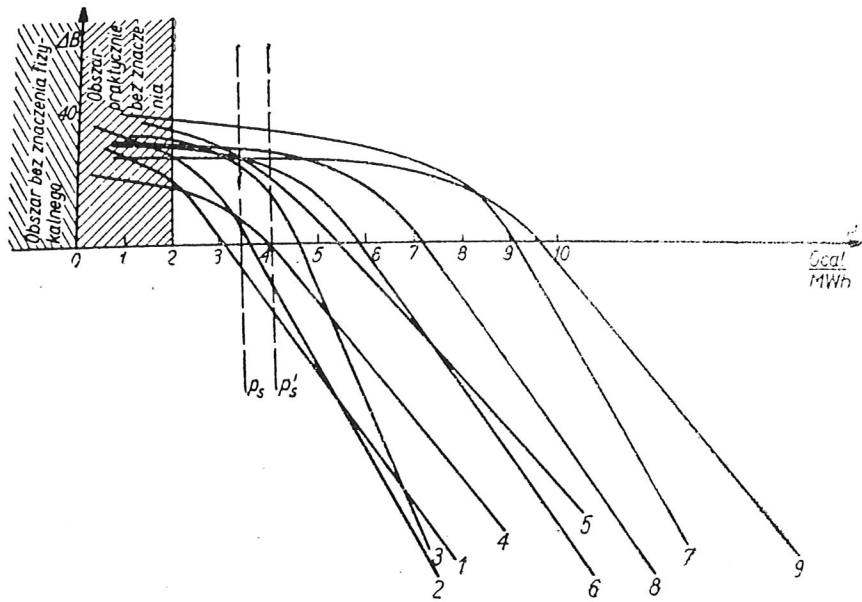
Rys. 2. Przykładowo zlinearyzowana charakterystyka energetyczna przyrostów względnych elektrowni cieplnej



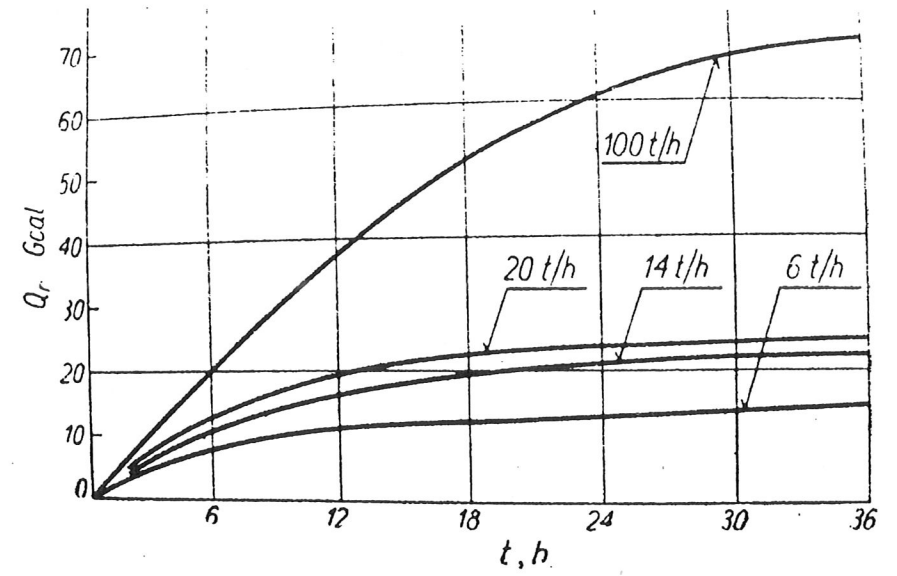
Rys. 3. Graficzne ilustracje zysku z odstawienia $N + 1$ elektrowni (obiektu odstawionego) bez uwzględnienia strat rozruchowych



Rys. 4a. Przebieg funkcji korzyści odstawiania określonego obiektu w zależności od przyrostów względnych systemu elektroenergetycznego



Rys. 5. Zbiór funkcji $\Delta B = f(p)$ dla czasu odstawiania 6 godz. Linie przerywane są przykładami rozwiązania tego zbioru dla przyrostu p_s



Rys. 6. Zużycie ciepła na rozruch w funkcji czasu po stoju dla kotłów różnej wydajności

ROZWÓJ SYSTEMÓW CZASU RZECZYWISTEGO DLA CELÓW STEROWANIA DYSPOZYTORSKIEGO W KDM

Jerzy Sawicki

Stowarzyszenie Elektryków Polskich

W referacie przedstawiono koncepcję i sposób realizacji komputerowego układu sterowania dyspozytorskiego dla Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM) w Warszawie. System uruchomiono w 1971 roku w oparciu o amerykańskie komputery firmy Control Data Corporation. Oprogramowanie użytkowe do pracy w trybie on-line opracowano w całości w KDM przy udziale pracowników naukowych Instytutu Energetyki i Politechniki Wrocławskiej. W referacie opisano system komputerów (sprzęt), główne programy użytkowe czasu rzeczywistego oraz urządzenia do łączności z systemem elektroenergetycznym, tj. układy telemechaniki oraz zasady współpracy nimi. Podano również wybrane informacje dotyczące układów komputerowych w ODM i zakres współpracy z tymi jednostkami. System KDM był stopniowo modernizowany w zakresie urządzeń peryferyjnych oraz pomocniczych i użytkowany w zasadzie bezawaryjnie; pracował do 1993 roku, tj. 22 lata.

1. Wstęp

Pierwsze zastosowania informatyki dla potrzeb systemów energetycznych obejmowały głównie zagadnienia ich projektowania, analizy pracy i jej optymalizacji. Jak to wynika m.in. z poprzednich referatów, rosnąca moc komputerów pozwalała na realizację tych zadań dla coraz bardziej złożonych układów w coraz krótszym czasie.

Dzięki tym obliczeniom wykonywanym dla różnych horyzontów czasowych można było zapewnić wielowariantowe programy pracy dla kierowania ruchem systemu elektroenergetycznego zarówno na poziomie regionalnym jak i krajowym. Jednakże nawet najlepsze systemy nie były zdolne do bieżącego kierowania ruchem i rozwiązywania nieoczekiwane powstających zjawisk często występujących w wielkich systemach elektroenergetycznych.

Rozwój informatyki związany z pojawianiem się coraz szybszych komputerów, przy rosnącej ich mocy obliczeniowej, a jednocześnie stałej miniaturyzacji, spowodował powstanie klasy maszyn on-line, mogących wspomagać procesy technologiczne, a nawet sterować nimi

w tzw. czasie rzeczywistym. W drugiej połowie lat 60-tych pojawiły się w świecie pierwsze koncepcje wykorzystania ich do częściowej automatyzacji procesu dyspozytorskiego. W tym miejscu warto również wspomnieć o próbach wykorzystania do tego celu elektronicznych układów logicznych o logice okablowanej (polski system Logister – projekt DUK w ODM Katowice), jednakże nie nadały one za szybkim rozwojem układów informatycznych.

Próby realizacji systemów sterowania dyspozytorskiego podejmowane w różnych krajach Europy i USA opierały się na wykorzystaniu tzw. minikomputerów, tj. maszyn wówczas średniej wielkości z pamięcią do 128 kB, słowem na ogół 16-bitowym, arytmetyce stałoprzecinkowej, ale za to wyposażonych w specjalne układy wejścia/wyjścia do komunikacji z procesem technologicznym. W kraju wiązano duże nadzieje z powstającym właśnie minikomputerem K-202, ale jak pamiętamy ścieżka ta nie okazała się realna i to z przyczyn pozatechnicznych.

Istotnym czynnikiem, który dopomógł KDM w zainicjowaniu realnych działań w tym kierunku okazały się organizowane przez Zarząd Główny SEP i EdF „Dni Elektrotechniki Francuskiej” (26/29-06-1967 w Warszawie). W imprezie uczestniczyło wiele osób z SEP-u, ze świata nauki (w tym prof. Stefan Bernas) oraz przedstawiciele energetyki różnego szczebla, i oczywiście liczni przedstawiciele KDM i ODM. Na konferencji przedstawiono m.in. realizowaną przez EdF koncepcję informatyzacji i automatyzacji dyspozycji mocy na szczeblu centralnym (Paryż) i w 6 okręgach (m.in. Paryż, Lille, Nantes, Tuluza). System ten opierał się na francuskich komputerach CII (Compagnie Internationale d’Informatique) i należał w tym czasie do produkujących w świecie. Francuzi liczyli na nasze zainteresowanie podobnym systemem, co uprawdopodobniały dobre stosunki między obydwoma przedsiębiorstwami energetycznymi.

2. Koncepcja systemu i realizacja w KDM

Omówiony wyżej cykl spotkań przyczynił się do intensyfikacji prowadzonych już wcześniej w KDM i ODM prac rozwojowych w zakresie informatyzacji dyspecingu. Postanowiono jednocześnie zapewnić dla KDM odpowiednią bazę informatyczną do obliczeń w trybie off-line dla potrzeb projektowania i zarządzania, gdyż użytkowana wtedy maszyna ODRA 1204 należąca do Instytutu Energetyki nie była już w stanie zaspokoić stale rosnących potrzeb. Kierownictwu resortu udało się na ten cel zabezpieczyć kwotę około jednego miliona USD, co umożliwiło rozpoczęcie procedur przetargowych. Jedną z trudności przy wyborze niezbędnego sprzętu i jego dostawcy okazały się przepisy związane z obowiązującym wówczas embargiem ze strony państw NATO.

Założenia i wstępny projekt systemu opracowano z inicjatywy dyrektora naczelnego KDM, dr Mieczysława Toronia w Dyrekcji Technicznej KDM (DT) kierowanej przez dr Jana Gajewskiego. Dr Toron miał za sobą duże doświadczenie w realizacji ODM Katowice, a także bardzo dobrą znajomość rozwiązań brytyjskich w tym zakresie. Dyrektor Techniczny KDM, dr Gajewski miał ogromne doświadczenie w dziedzinie obliczeń sieci elektrycznych (m.in. pionierski program GARO). W DT w programie uczestniczyły: Dział Informatyki w zakresie obliczeń off-line (dr Gładys), Dział Telekomunikacji (Marian Jaworski) i Dział Czasu Rzeczywistego (Jerzy Sawicki). Ten ostatni w składzie początkowo 5 osób (Jerzy Sawicki, Krystyna Maksymiuk, Adam Romatowski, Cezary Szwejkowski i Jerzy Tabaka), które wcześniej przygotowywały różne obliczenia niezbędne dla bieżących prac dyspozytorskich. W pracach tych uczestniczyli również pracownicy Centrum Informatyki – Stanisław Mikołajczyk oraz Jacek Zwoliński, a później także pracownicy Politechniki Wrocławskiej – Zdzisław Kremens i Kazimierz Wilkosz. W projektowaniu nowego systemu opierano się głównie na różnorodnych międzynarodowych materiałach konferencyjnych.

Znaczną pomocą okazał się też 4-miesięczny staż autora niniejszego referatu w dyspozycji mocy EdF w roku 1970.

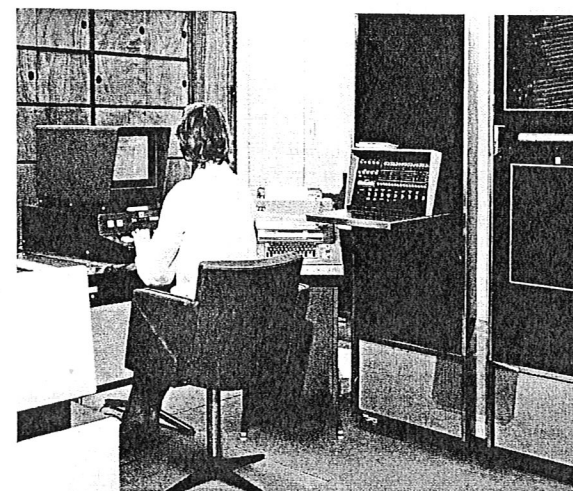
Ostatecznie w wyniku przetargu podjęto decyzję zakupu sprzętu znanej amerykańskiej firmy Control Data Corporation (CDC), rezygnując przy tym ze współpracy z EdF. Należy podkreślić, że firma CDC zainstalowała już w europejskich energetykach kilka takich systemów, m.in. w Austrii, Holandii i Szwajcarii. Do celów obliczeń off-line wybrano komputer średniej klasy – CDC 3170 (nota bene będący przez długi czas największym w Warszawie).

Do pracy w czasie rzeczywistym zakupiono tzw. „System Controller” CDC SC-1774. Był to minikomputer o pamięci 64 kB, słowie 16-bitowym, cyklu 1,5 μ s i arytmetyce stałoprzecinkowej. W skład systemu wchodziły ponadto 2 konsole dysków wymiennych po ok. 5 MB, urządzenia wejścia/wyjścia na taśmie papierowej oraz konsola operatorska w postaci typowego dalekopisu USA (Teletyp). Było to zresztą urządzenie wielkie, powolne i hałaśliwe.

Istotnymi elementami układu informatycznego były ponadto:

- łącznik do współpracy komputerów 3170 i 1774,
- układ wejść analogowych dla 128 pomiarów,
- układ wejść/wyjść cyfrowych dla współpracy z telemechaniką – 16 wejść,
- drukarki dyspozytorskie do raportów (IBM – 2 sztuki),
- monitory dyspozytorskie (2 sztuki).

Te ostatnie elementy zasługują na szczególną uwagę. W tym czasie nie istniały jeszcze



Rys. 1 Fragment m.c. CDC – SC 1774

monitory o możliwościach graficznych zbliżonych do używanych obecnie. Dostarczone konsole opierały się na odwzorowaniu wektorowym i na ekranach z pamięcią podtrzymującą zarówno teksty jak i rysunki wektorowe na zasadzie fluorescencji. Obrazy nie były zbyt wyraźne, jednakże pozwalały na zaprogramowanie i odwzorowanie różnych typów rozdzielni i stacji. Niestety ich projektowanie było dosyć skomplikowane i pracochłonne. Same monitory mimo małych ekranów miały wielkie rozmiary, a zwłaszcza głębokość.

Kontrakt nie przewidywał dostarczenia specjalnego oprogramowania dyspozytorskiego, a jedynie drivery dla wejść/wyjść analogowych i cyfrowych oraz dla łącznika pomiędzy maszynami 3170 i 1774. Przewidziano również, poza niezbędnym szkoleniem sprzętowym i programowym z krótkimi praktykami w działających dyspozycjach europejskich, tzw. support obejmujący 20 tygodni pomocy programowej ekspertów firmy

CDC na żądanie KDM. Jak potwierdziła praktyka, był to istotny czynnik pomocny w uruchamianiu niestandardowego i skomplikowanego sprzętu i oprogramowania.

Szkolenia w zakresie sprzętu odbyło w CDC 5 osób, które przez wiele lat uczestniczyły w eksploatacji obu maszyn i rozbudowie całego systemu – byli to: Grzegorz Wojciechowski (kierownik działu) oraz Ryszard Kosiarski, Zbigniew Mąka, Adam Romatowski i Jerzy Twardowski.

Ze względów finansowych opisywana inwestycja objęła jedynie KDM. W międzyczasie na poziomie ODM podejmowano pionierskie próby wykorzystania krajowego sprzętu do tego celu (m.c. ODRA-1325), jednakże wysiłki te dawały wtedy tylko ograniczone efekty. Natomiast należy podkreślić efektywne działania wszystkich ODM dla rozbudowy telemechaniki na swoim obszarze, co miało znaczenie dla identyfikacji całego systemu elektroenergetycznego. Istotnym krokiem w rozwoju ODM była instalacja w latach 1979 – 1981 w ośrodku Katowickim systemu PDP-11/34 z wyspecjalizowanym oprogramowaniem firmy Landis & Gyr.

3. Problemy łączności z obiektem i operatorem

Współpraca z obiektem jest podstawową funkcją w układach czasu rzeczywistego, w szczególności w systemach rozproszonych terytorialnie. W systemie elektroenergetycznym łączność z obiektem mogły zapewnić jedynie układy telemechaniki, które już wcześniej były instalowane do odczytu bezpośredniego (za pomocą mierników i rejestratorów), przez Dział Łączności, kierowany przez Mariana Jaworskiego (z udziałem m.in. Bogumiła Rudnickiego i Witolda Kołosowskiego). Te wcześniejsze działania nakierowane były na bezpośredni użytek personelu ruchowego. Stąd ścisła współpraca obu działów (tj. Łączności i Czasu Rzeczywistego) stała się kluczem do sukcesu całego przedsięwzięcia.

Podstawowe dla dyspozytorów mocy pomiary to moce czynne i bierne w liniach przesyłowych (zwłaszcza granicznych), sumaryczne moce czynne i bierne poszczególnych elektrowni oraz wartości napięć w newralgicznych punktach systemu elektroenergetycznego, a także stany liczników energii na liniach międzynarodowych.

Natomiast w zakresie telesygnalizacji wymagane są informacje o pozycji łączników w nadzorowanej sieci 400 kV i 220 kV, stan załączenia ważniejszych generatorów i niektóre inne wybrane sygnały i alarmy. W okręgowych ośrodkach dyspozytorskich (ODM) wykorzystuje się ponadto lokalne informacje z sieci 110 kV.

Do początku lat 70-tych system telemetrii opierał się wyłącznie o układy analogowe. Po stronie nadawczej wartość mierzona przetwarzana była na prąd stały o zakresie równym najczęściej ± 5 mA, a następnie na ciąg impulsów prostokątnych zmieniających się w zakresie $5 \div 15$ Hz. Impulsy te były przesyłane odpowiednim kanałem łączności, np. za pomocą urządzenia telefonii nośnej, a następnie w punkcie odbiorczym przetwarzane z powrotem na prąd stały i wprowadzane do wejścia analogowego komputera, a także często do dodatkowych kontrolnych mierników wskazujących i rejestrujących. Mierniki te, wykorzystywane jako podstawowe przed uruchomieniem systemów komputerowych, pozostawiono częściowo jako układy rezerwowe. Dla większych stacji energetycznych urządzenia analogowe były dość kłopotliwe w instalacji i obsłudze, mimo to ich łączna ilość przekraczała 100 sztuk na poziomie KDM (na poziomie ODM było ich znacznie więcej).

W drugiej połowie lat 70-tych rozpoczęto instalowanie telemechaniki cyfrowej, za pomocą której w jednym kanale łączności można było przesyłać kilkadziesiąt pomiarów i powyżej stu sygnałów binarnych dla telesygnalizacji. Dane te wprowadzane były bezpośrednio poprzez wejście cyfrowe do komputera, tj. bez dodatkowych przetworników

odbiorczych. Urządzenia te, początkowo importowane z f-my Landys & Gyr (Telegyr 102, Telegyr 707), a następnie produkcji IASE (UTJ-64) zapewniły niemal pełne odwzorowanie stanu systemu elektroenergetycznego w KDM i w większości ODM do końca lat 70-tych.

Poza pomiarami telemetrycznymi do komputera wprowadzano także pewne wybrane wielkości lokalne jak częstotliwość, czasy astronomiczny i elektryczny, sygnały regulacyjne dla ARC i inne wielkości pozwalające na szczegółową analizę i ocenę pracy systemu elektroenergetycznego.

Wzrost liczby odbieranych pomiarów wymusił unowocześnienie systemu komunikacji operator-maszyna co było niezbędne dla pełnego wykorzystania napływających informacji. Umożliwiło to pojawienie się na rynku nowych urządzeń peryferyjnych. W pierwszym rzędzie były to krajowe drukarki mozaikowe DZM-180, które zastąpiły na punkcie dyspozytorskim wcześniej używane powolne i hałaśliwe maszyny do pisania produkcji IBM. Jeszcze bardziej istotne było wprowadzenie nowych monitorów znakowych (umożliwiających również obrazowanie schematów i wykresów) zapewniających szybki i łatwy i dostęp do wszystkich informacji zawartych w bazie danych systemu, co zrealizowano pod koniec lat 70-tych. Kolejnym krokiem była instalacja zespołu komputerów PC pracujących w sieci Novell dostępnych zarówno dla dyspozytorów jak i innych upoważnionych użytkowników, poczynając od kierownictwa. Sieć Novell uruchomiono w drugiej połowie lat 80-tych. Sieć ta w istotny sposób usprawniła i przyspieszyła dostęp do danych systemowych dla wszystkich zainteresowanych pracowników.

Istotną rozbudową systemu w połowie lat 70-tych była instalacja drugiej, rezerwowej jednostki centralnej 1774 wraz z niezbędnymi interfejsami i układami pomocniczymi. Umożliwiło to zastosowanie automatycznego rezerwowania systemu przy pomocy układu restartu, co było konieczne dla utrzymywania ciągłej pracy całego systemu, pomimo ewentualnych zakłóceń sprzętowych lub zawieszzeń softwarowych.

4. OPROGRAMOWANIE SYSTEMU

4.1 Oprogramowanie podstawowe

Oprogramowanie komputera on-line – CDC 1774 realizowane było głównie w makroassemblerze, co znacznie utrudniało adaptację programów standardowych. Szczególnie kłopotliwe było dostrojenie łącznika międzymaszynowego, sprawiającego wiele trudności nawet personelowi instalacyjnemu CDC. Łącznik ten spełniał w systemie dwie główne funkcje:

umożliwiał wydruk programów pisanych i uruchamianych na CDC-1774 na drukarce wierszowej maszyny 3170,

zabezpieczał transfer zebranych danych on-line celem ich archiwizacji oraz wykorzystania do dalszych szczegółowych analiz statystycznych i do bieżącego programowania pracy systemu elektroenergetycznego za pomocą m.c. CDC 3170.

Kolejną trudnością było dopasowanie przetwornika analogowego, a zwłaszcza cyfrowego do parametrów istniejącej telemechaniki. Jednak największym problemem eksploatacyjnym okazało się utrzymywanie poprawnej pracy nadajników telemechaniki w obiektach energetycznych. Dopiero systematyczna rejestracja pomiarów w komputerach pozwoliła wykryć szereg zadawnionych błędów istniejących w dokumentacji pomiarów i ich ustawieniu. Główne stwierdzone błędy to niewłaściwa lokalizacja pomiaru, błędny zakres,

błędna polaryzacja itp. Należy podkreślić, że po gruntownym ich poprawieniu, błędy często pojawiały się znowu po pracach eksploatacyjnych w obwodach wtórnych w obiektach.

4.2 Oprogramowanie użytkowe on-line

Podstawą oprogramowania systemów on-line są tzw. układy SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition. Realizują one główne funkcje współpracy z kontrolowanym obiektem oraz nadzoru nad całym kontrolowanym procesem. Obejmują one także systemy współpracy z operatorem kierującym danym procesem. Poniżej przedstawione są główne funkcje realizowane przez system SCADA maszyny cyfrowej CDC 1774 w PDM.

Kolekcja i archiwizacja pomiarów. Funkcja ta obejmuje zadania tradycyjnie realizowane przez jednego z dyżurnych operatorów. W wielkich systemach dyspozytorskich jest to absorbujące zadanie często realizowane w niezbyt precyzyjny sposób. Dane zbierane w wielu obiektach, przekazywane telefonicznie i zapisywane ręcznie, nigdy nie były z sobą ściśle synchronizowane, a różnice w czasach odczytu mogły wynosić nawet kilka minut. Również ich dokładność nie zawsze była poprawna z uwagi na różne omyłki przy odczytach i ich przekazywaniu. Ponadto dane zbierane były zawsze z opóźnieniem, zazwyczaj 2 do 4 godzin.

W systemie SCADA dane pomiarowe z przetworników zbierane są permanentnie, a ich rozbieżność czasowa nie przekracza na ogół kilkunastu sekund, co zależy od długości cyklu przetworników i telemekhaniki. Dane rejestrowane są zazwyczaj w wybranych cyklach kilkuminutowych, a archiwizowane na stałe z reguły co 15 lub 30 minut. Dodatkowo w dowolnym czasie można zebrać i zapisać bieżący stan pomiarów na życzenie, np. w sytuacji awaryjnej, przy przełączeniach lub przy innych niespodziewanych zmianach warunków pracy.

Oczywiście system taki nie jest zawsze bezbłędny. Wymaga on stałego nadzoru i kontroli parametrów oraz ścisłej synchronizacji zmian dokonywanych w obiekcie energetycznym (inwestycje, remonty) i w punkcie dyspozytorskim.

Zbierane dane były przechowywane w m.c. 1774 zasadniczo przez 4 doby, a następnie przesyłane były do m.c. 3170 celem ich archiwizacji i opracowania statystyk i prognoz.

Wykrywanie zmian stanów połączeń i działania sygnalizacji. Funkcja ta kontrolowała i rejestrowała wszelkie zmiany przesyłanych sygnałów dwustanowych tj. położenia łączników, alarmów i ewentualnie stanu innych kontrolowanych elementów. Każda taka zmiana była rejestrowana wraz z podaniem czasu jej wystąpienia i przekazywana do odpowiednich urządzeń wyjściowych, np. na monitory i drukarki. Podstawowymi urządzeniami nadzorowanymi były łączniki w sieci 400 i 220 kV, wyłączniki większych generatorów pracujących w sieciach o napięciu poniżej 220 kV, sygnały przeciążeń wybranych elementów sieci. W oparciu o tę funkcję działały programy SCHEMA i STACJE wyświetlające lub drukujące aktualne schematy stacji i wybranych fragmentów sieci z pełną identyfikacją ich stanu.

Program bilansu systemu. Był to program obliczający saldo współpracy z zagranicą oraz sumaryczny bilans krajowy wytwarzanej mocy i zapotrzebowania. Program ten obliczał na bieżąco oraz drukował co 30 minut na drukarkach dyspozytorskich całkowity bilans mocy czynnej systemu wg wielkości mocy mierzonych, a także odchylenie salda wymiany z zagranicą od planu. Z uwagi na brak opomiarowania w elektrowniach przemysłowych, oraz bardzo małych elektrowniach wodnych i cieplnych, ich dane wprowadzane były wg planu pracy, co w praktyce nie powodowało większych uchybów (w paru przypadkach dane te

przesyłane były zbiorczo z ODM telemetrycznie). Dodatkowo dane te można było korygować na bieżąco wg otrzymanywanych meldunków.

Program obliczania salda wymiany energii z zagranicą. Program obliczał wartości wymiany energii czynnej na poszczególnych liniach międzynarodowych w interwałach 30-minutowych w oparciu o stany liczników energii w stacjach granicznych, a następnie ich łączne saldo z rozbiorem na poszczególne kraje współpracujące. Informacje o stanach liczników przesyłane były za pomocą telemekhaniki cyfrowej. Wyniki nie były używane do bezpośrednich rozliczeń międzynarodowych, a jedynie wykorzystywane do korekty regulacji mocy i częstotliwości, statystyki KDM oraz do bieżącej kontroli poprawności tych przepływów, a także do identyfikowania ewentualnych rozbieżności pomiarów mocy i energii celem szybkiego usunięcia powstałych błędów pomiarowych.

Program dziennika dyspozytorskiego. Program zapewniał ciągłą rejestrację datowanych zdarzeń systemowych takich jak przełączenia, a także przekroczenia parametrów dopuszczalnych i wielkości planowych. Program pozwalał na wprowadzanie komentarzy określających przyczynę zdarzenia, jego zakres i ewentualne skutki, a także przewidywany czas powrotu do stanu normalnego.

Program raportu dyspozytorskiego. Dane bilansu systemu drukowane były systematycznie w odstępach 30 lub 60 minut, a także na żądanie, na drukarkach dyspozytorskich. Odstępstwa od planu oraz błędy lub braki pomiarów były odpowiednio sygnalizowane. Na tej samej drukarce prezentowano również dane o stanie pracy sieci (moce czynne i bierne, napięcia) w postaci tabulogramów, na których były zaznaczone również wartości przekroczeń wielkości przepływów i napięć w stosunku do wartości dopuszczalnych lub planowanych.

Szczegółowe dane dotyczące przepływów mocy i wielkości napięć w postaci schematów graficznych prezentowane były w różnym układzie przez programy SIEC, WEZLY, LINIE i MAPA. Po rozbudowie systemu monitorów programy te stały się dostępne dla wszystkich uprawnionych dla dowolnych przedziałów czasu.

Dynamiczna baza systemu elektroenergetycznego. Przedstawione wyżej programy wymagały stworzenia specjalnej bazy danych, umożliwiającej stały dostęp programom użytkowym do aktualnych wartości wszystkich zmieniających się stale parametrów systemu. Mimo limitów wynikających z ograniczonego miejsca i prędkości działania komputera, stworzono system umożliwiający łatwy i szybki dostęp do wszystkich informacji ruchomych, tj. pomiarów i informacji dwustanowych. W projekcie uwzględniono ponadto fakt, że parametry systemu ulegają częstym zmianom (zmiany konfiguracji sieci, zmiany w telemekhanice, zmiany zakresów itp.), co wymagało utworzenia prostych i pewnych algorytmów poprawiania danych tylko w jednym miejscu systemu komputerowego.

Baza składała się z dwóch głównych zbiorów, które modelowały zbiór węzłów sieci tj. stacji oraz zbiór elementów podłużnych (linii, transformatorów, generatorów). Oba zbiory były powiązane ze sobą zgodnie z rzeczywistą topologią systemu i jego opisem (nazwy stacji, linii i pól). Zbiory zawierały także odniesienia do wielkości telemetrycznych i stanów telemekhaniki. Jednocześnie program analizy zmian telesygnalizacji, przy jej aktualizacji określał od razu rzeczywistą topologię stacji tj. liczbę niezależnych węzłów, ich symbole i połączenia zewnętrzne tworząc aktualny model obiektu. Dzięki tej bazie wszystkie programy użytkowe mogły bezpośrednio generować aktualne rysunki stacji oraz dowolnych części sieci od bezpośredniego odwzorowania na ekranie lub na drukarce.

Program automatycznej regulacji mocy i częstotliwości (ARCM). Program ten w oparciu o wartości planowanego i rzeczywistego salda wymiany mocy i energii z zagranicą

oraz rzeczywistej i planowanej częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, generował odpowiednie sygnały regulacyjne przesyłane do elektrowni biorących udział w procesie regulacji. Algorytm generowania tych sygnałów był zbliżony do algorytmu wcześniej stosowanego regulatora systemowego ARCM produkcji IASE Wrocław.

Program kontroli remontów. Program ten rejestrował wszelkie zmiany położenia łączników w sieciach 220 kV i 400 kV i określał rzeczywiste zmiany topologii tych sieci. W przypadkach, w których następowało całkowite wyłączenie z pracy (lub też załączenie) danego elementu sieci, tj. linii, transformatora lub generatora, element ten zostawał uznawany jako przekazany do remontu (lub z niego wycofany) w zarejestrowanym czasie. Dyspozytor zobowiązany był potwierdzić ten stan dodając przy tym powód zmiany (planowana lub nie), rodzaj ewentualnych prac i przewidywany ich okres.

Program tworzył od razu statystykę wyłączeń i remontów wszystkich kontrolowanych urządzeń oraz czytelne tablice postoju bloków w elektrowniach. Do programu były wcześniej wprowadzane plany remontów dla kontroli ich późniejszego wykonywania. Dla nielicznych urządzeń nie posiadających telesygnalizacji dane o wyłączeniach można było wprowadzać ręcznie; funkcja ta pozwalała również na aktualizację stanu urządzeń, których remont obejmował prace w obwodach wtórnych, np. przy samych układach telesygnalizacji.

Sterowanie elektrowni wodnych. Warunkiem uruchomienia telesterowania elektrowniami wodnymi było istnienie odpowiednich opcji w systemach telemechaniki i oczywiście w samych elektrowniach. Istotny był również rozdział tych funkcji pomiędzy ODM a KDM w taki sposób, aby wykluczyć ewentualną niejednoznaczność działania. Sterownie obejmowało uruchamianie i odstawianie generatorów oraz polecenia utrzymywania określonych poziomów mocy, np. minimum, optimum, maksimum. Nie była przewidziana ciągła regulacja mocy. Operator niższego szczebla, tj. operujący „bliżej” elektrowni mógł zawsze zablokować działania szczebla wyższego w przypadku wystąpienia jakichkolwiek zakłóceń. Telesterowaniem objęto elektrownie Żarnowiec, Porąbka-Żar i Żydowo.

PROGRAM ESTYMACJI STANU SYSTEMU

Estymacja stanu jest procesem pozwalającym na identyfikację stanu sieci (tj. obliczenie rozptyłu mocy i poziomu napięć) w warunkach braku części pomiarów, ale gdy ogólna liczba pomiarów w systemie jest dostatecznie duża, tzn. występuje ich nadmiar, czyli tzw. redundancja. Im większy jest nadmiar pomiarów określony

współczynnikiem redundancji r , wyrażonym wzorem $r = \frac{m}{2n-1} - 1$

gdzie: m – liczba dostępnych pomiarów,
 n – liczba węzłów sieci, tym dokładniejszy jest rezultat obliczeń.

Estymacja może także identyfikować i korygować błędy wynikające z niedokładności danych wejściowych, które występują często w obliczeniach wykorzystujących dane przesyłane za pomocą telemetrii. Przyczyną tych błędów jest zazwyczaj ograniczona dokładność przetworników (2,5 % lub gorzej), niesynchronizacja pomiarów, przekroczenia zakresów, a ponadto usterki eksploatacyjne jak np. błędnie podane zakresy przetworników, zamieniona ich lokalizacja (zwłaszcza przy liniach dwutorowych), odwrotna polaryzacja pomiarów itp. Usterki te ze względu na oddalenie punktu pomiaru od miejsca jego

wykorzystania są, jak wykazuje praktyka, trudne do identyfikacji i korekty. Ponadto raz usunięte często pojawiają się znowu przy różnych pracach eksploatacyjnych w obiekcie.

Z przyczyn podanych wyżej estymację wprowadzano coraz częściej do dyspozycji mocy na całym świecie, mimo znacznych trudności programowych i wdrożeniowych. KDM zleciło to zadanie Zakładowi Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej. Program estymacji opracowali i wdrożyli przy udziale KDM, w ramach swojej pracy doktorskiej, panowie Zdzisław Kremens i Kazimierz Wilkosz w latach 1981-85.

Z uwagi na to, że m.c. 1774 miała ograniczone możliwości obliczeniowe, program podzielony został na dwie części. Część pierwsza, w komputerze 1774, przygotowywała wstępnie skorygowane dane o topologii sieci i wielkościach mierzonych mocy i napięć. Automatyczna korekcja obejmowała także usunięcie pomiarów ewidentnie nie mieszczących się w zakresie oraz nie spełniających odpowiednio wybranych korelacji między pomiarami i stanami łączników. Tak przygotowane dane pomiarowe i topologiczne przesyłane były do m.c. 3170 dla dokonania właściwych obliczeń. Przesył danych inicjowany był przez operatorów obu maszyn. Rezultatem był wydruk rozptyłu mocy na drukarce wierszowej oraz zapis archiwalny dla celów statystycznych. Na wynikach wskazane były brakujące i błędne pomiary wejściowe oraz prawidłowe wielkości estymowane, o ile można je było wyznaczyć.

Program był uruchamiany okresowo, zwłaszcza przy nietypowych układach pracy systemu elektroenergetycznego, gdyż pozwalał na dobrą analizę rzeczywistej pracy całej sieci. Ponadto stała obserwacja jego wyników pozwalała na skuteczne i szybkie monitorowanie pracy telemechaniki co znacznie przyspieszało usuwanie jej usterek.

DALSZY ROZWÓJ SYSTEMU W KDM

W roku 1991 system CDC osiągnął wiek 20 lat, co jest dość długim okresem jak na komputer. Jednakże trzeba zaznaczyć, że czas życia układów sterowania złożonymi procesami technicznymi na całym świecie jest dość podobny. Wynika to z trudności wymiany większych elementów działającego procesu, co prowadzi zazwyczaj do konieczności realizacji całkowicie nowej inwestycji. W tej sytuacji prowadzono w KDM wstępne rozważania na temat niezbędnej modernizacji lub wymiany całego lub części systemu, pilnie śledząc międzynarodową praktykę w tym zakresie. Nie trzeba tu podkreślać, że ówczesna sytuacja polityczna i gospodarcza kraju nie otwierały pomyślnych perspektyw w tym zakresie.

Niespodziewane wydarzenie zdecydowało jednak o dalszym losie systemu czasu rzeczywistego w KDM. W dniu 13 marca 1993 roku został on unieruchomiony z powodu zapalenia się zasilacza jednego z istotnych elementów systemu. Dalsze jego użytkowanie, choćby tylko częściowe, okazało się niemożliwe. Dla tymczasowego

zapewnienia pracy dyspozycji wykorzystano bezpośrednie pomiary wskazówkowe i cyfrowe otrzymywane z urządzeń telemechaniki, które znajdując się w osobnym pomieszczeniu nie uległy zniszczeniu.

Jednocześnie zamówiono natychmiast system zastępczy w postaci produkowanego w kraju, już od pewnego czasu, przez firmę ELKOMTECH systemu Ex opartego o serwery i PC firmy Dell, wykorzystywanego także wcześniej w paru ODM. System EX udało się uruchomić w ciągu kilkunastu tygodni, co zaspokoilo podstawowe potrzeby KDM. Jednocześnie zintensyfikowano prace nad projektem nowego systemu odpowiadającego ówczesnym wymaganiom i możliwościom.

W wyniku tych prac wybrano kompleksowy system opracowany przez amerykańską firmę Empros, związaną z niemieckim Siemensem. Ten nowoczesny system, nazwany DYSTER i obejmujący całość sprzętu i specjalistyczne oprogramowanie, został zainstalowany i uruchomiony na przełomie lat 95/96, co postawiło KDM w pierwszym szeregu europejskich dyspozycji mocy.

System DYSTER pracuje bez problemów, ale obecnie oczekuje na duże wyzwanie w postaci uruchomienia go w całości w nowej siedzibie KDM w Konstancinie.

PODSUMOWANIE

Przy próbach oceny zrealizowanego systemu należy oczywiście zachować właściwą perspektywę czasową. Parametry obecnych komputerów zmieniły się od lat 70-tych w skali jak 1 do 10^6 , a może nawet i więcej. To samo dotyczy technik i rozwoju oprogramowania. Tym bardziej wyniki z tamtego okresu zasługują nadal na uznanie.

Możemy śmiało powiedzieć, że nasze osiągnięcia w tym zakresie miały liczący się poziom w skali europejskiej, co potwierdziły opinie uzyskane na międzynarodowych konferencjach [6], [9], [14]. Również uczestnictwo w innych konferencjach oraz spotkaniach komitetów i eksperckich grup międzynarodowych, np. organizowanych przez CIGRE i UNIPEDA potwierdzało, że realizacja systemu w KDM odpowiadała europejskim standardom w tej dziedzinie. Takie same wnioski wynikały z wizyt i zwiedzania podobnych instalacji europejskich i w USA w latach 70/90, jak również z ocen europejskich ekspertów wizytujących KDM.

Należy podkreślić, że KDM spełniał również wszystkie wymagania UCPTA związane ze współpracą równoległą z krajami Europy zachodniej w zakresie regulacji mocy i częstotliwości jak i wzajemną wymianą informacji ruchowych i statystycznych.

Niewątpliwie uzyskane wyniki i doświadczenia (zarówno pozytywne jak i krytyczne) pozwoliły na optymalny wybór projektu i realizacji nowego systemu DYSTER w połowie lat 90-tych, już w nowej sytuacji politycznej i ekonomicznej. Już

to samo stwierdzenie pozwala na uznanie, że nasza ponad 20-letnia praca stanowiła istotny wkład w rozwój i postęp dyspeczingu w energetyce krajowej.

LITERATURA

1. Sawicki J., Automatyka regulacji mocy we Francji. IASE Wrocław (opracowanie wewnętrzne), 1970.
2. Sawicki J., Toroń M.: Problemy ARC w krajowym systemie elektroenergetycznym. Państwowa Dyspozycja Mocy, Warszawa, 1971.
3. Sawicki J. Projekt oprogramowania "Online" maszyny cyfrowej CDC1774. Praca naukowo badawcza. Instytut Energetyki, Warszawa, kwiecień 1973.
4. Sawicki J., Maksymiuk K.: System komputerowy czasu rzeczywistego dla PDM. Konferencja Naukowo Techniczna: "Nowe zadania telemetrii i telemechaniki w sieciach elektroenergetycznych". SEP – Energoprojekt, Poznań, 1974.
5. Toroń M., Sawicki J.: Zastosowanie techniki cyfrowej w Państwowej Dyspozycji Mocy. Konferencja naukowo techniczna: "Problemy zastosowania techniki cyfrowej w układach automatyki energetycznej". SEP – IASE, Wrocław, 1974.
6. Sawicki J., Kowalski A.: Implementation of automatic dataprocessing for the power system control in Poland. "UNIPEDA Data-processing conference". Madrid, October 1974.
7. Sawicki J.: Oprogramowanie systemu Online w PDM. Międzynarodowe sympozjum krajów RWPG – CDU. Praha, 1975.
8. Sawicki J.: System komputerowy online w Państwowej Dyspozycji Mocy. *Biuletyn postępu technicznoekonomicznego, Zjednoczenie Energetyki*, Warszawa, 1975. nr 1 (34).
9. Toroń M., Sawicki J.: Development plans of the online control for the Polish Power System and the experience in its operation. IEE International Conference on "Online Operation and Optimization of Transmission and Distribution Systems". London, June 1976.
10. Sawicki J.: Kierunki rozwoju dyspozytorskich systemów online w latach 1970 – 1980. Konferencja technicznonaukowa: "Zastosowanie w energetyce informatyki ...". SEP – Warszawa, 1978.
11. Sawicki J.: Problemy komunikacji człowiek-maszyna cyfrowa w systemach sterowania dyspozytorskiego. III Międzynarodowa Konferencja Naukowa: "Aktualne problemy automatyki w energetyce". Politechnika Śląska, Gliwice, 1979.
12. Sawicki J.: Zagadnienia niezawodności i automatycznego rezerwowania dyspozytorskich systemów online. III Międzynarodowa Konferencja Naukowa: "Aktualne problemy automatyki w energetyce". Politechnika Śląska, Gliwice, 1979.
13. Kremens Z., Sawicki J.: Verification of the measurements of active power flow using methods of testing of the line measurement state. "Second International Symposium on Security of Power System Operation SPSO 81". Politechnika Wroclawska, Wrocław, June 1981.
14. Sawicki J., Wilkosz K.: Fast method for identification of bad data of active power flows in power network. CIGRE IFAC Symposium: "Control applications for power system security". Florence, September 1983.
15. Sawicki J., Zwoliński J.: Strukturalna Baza Danych – dynamiczny model systemu elektroenergetycznego. Sympozjum: "Metody Matematyczne w Elektroenergetyce, Zakopane '83". SEP AGH, Kraków, 1983.

16. Wilkosz K., Sawicki J.: Rozszerzona przyrostowa metoda wykrywania błędnych danych o przepływach mocy czynnej w sieci elektroenergetycznej. Sympozjum: "Metody Matematyczne w Elektroenergetyce, Zakopane 83". SEP AGH, Kraków, 1983.
17. Sawicki J., Zwoliński J.: Dynamiczne odwzorowanie układu elektroenergetycznego w dyspozytorskim systemie online. Krajowe Sympozjum : "Automatyzacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego". IASE, Wrocław, 1985.
18. Sawicki J.: Druga generacja automatycznych systemów sterowania dyspozytorskiego oraz kierunki ich rozwoju. *Energetyka*, 1985, nr 8.
19. Rudnicki B., Sawicki J.: Zdalne sterowanie elektrowni szczytowo pompowych z Państwowej Dyspozycji Mocy. Międzynarodowe Sympozjum "Systemy elektroenergetyczne – eksploatacja i rozwój". Politechnika Wroclawska, Wrocław, wrzesień 1985.
20. Kremens Z., Sawicki J.: Wykrywanie błędnych danych pomiarowych w systemie wstępnego przetwarzania danych w PDM. Krajowe Sympozjum "Automatyzacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego". IASE, Wrocław, 1985.

Oddział Warszawski
Stowarzyszenia Elektryków Polskich
im. Kazimierza Szpotańskiego
50 LAT ZASTOSOWAŃ INFORMATYKI W POLSKIEJ ENERGETYCE

Rola systemów zarządzania energią (EMS) w planowaniu i prowadzeniu ruchu KSE z perspektywy KDM

Lesław Winiarski
PSE Operator SA

Streszczenie: Zdefiniowano zadania systemów EMS jako systemów wspierających OSP w zarządzaniu pracą KSE na tle funkcjonowania KSE i jego aktualnej struktury podmiotowej. Omówiono stan systemów: DYSTER, sterowania i regulacji oraz systemy rynkowe (SIRE). Omówiono także kierunki rozwoju systemów EMS.

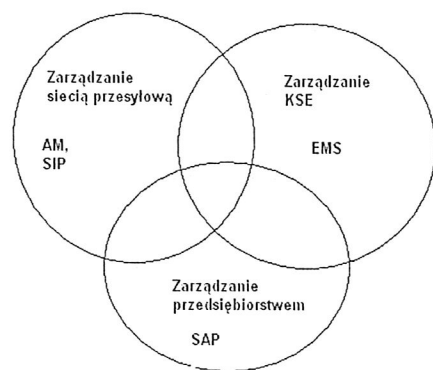
1. Wstęp

Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. działają w polskim sektorze elektroenergetycznym w celu wypełniania obowiązków *Operatora Systemu Przesyłowego (OSP)*. Stosownie do art. 9c) ust. 2 ustawy Prawo Energetyczne PSE Operator S.A. jako *OSP* jest odpowiedzialny m.in. za:

- bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- prowadzenie ruchu sieciowego przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej;

- eksploatację i konserwację instalacji i urządzeń w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- zapewnienie długoterminowej zdolności systemu w celu zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym;
- współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów oraz skoordynowania ich rozwoju;
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych;
- zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi;
- bilansowanie systemu elektroenergetycznego, w tym równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w systemie elektroenergetycznym;
- prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania.

Istota powyższych obowiązków powoduje konieczność wspierania ich realizacji z wykorzystaniem systemów informatycznych a ich zakres prowadzi do potrzeby dekompozycji na oddzielne, choć w pewnym zakresie przenikające się, obszary informatyzacji PSE Operator S.A. jak ilustruje to poniższy rysunek.



Rysunek 1 Obszary funkcjonalne systemów OSP

Aktualny stan systemów EMS wspomagających Operatora Systemu Przesyłowego

2. Systemy EMS

Systemy EMS obejmują szereg komponentów i aplikacji, rozszerzających podstawowe właściwości systemów nadzoru nad pracą sieci elektroenergetycznej, m.in. o następujące funkcje zarządzania systemem energetycznym:

- automatyczna kontrola wytwarzania bazująca na ekonomicznych, technicznych lub niezawodnościowych kryteriach sterowania generacją
- zarządzanie wymianą energii (mocy) z sąsiadującymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi
- estymacja stanu systemu elektroenergetycznego na podstawie pomiarów stanu sieci w trybie on-line oraz zaawansowanych algorytmów obliczeniowych rozplywów mocy
- programowanie wytwarzania wg zadanych kryteriów niezawodnościowych i ekonomicznych
- prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną
- wspomaganie dotrzymywania kryteriów niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego
- modelowanie sieci elektroenergetycznej oraz badanie zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym w trybie symulacji

W niniejszym opracowaniu jako systemy EMS (Energy Management Systems) rozumie się systemy wspierające *Operatora Systemu Przesyłowego* w zarządzaniu pracą Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Specyfika systemów klasy EMS polega m.in. na ciągłym ich wykorzystywaniu bez możliwości dokonywania przerw w pracy tych systemów. Wstrzymanie pracy systemów EMS powoduje naruszenie obowiązku niezawodności dostarczania energii elektrycznej ale przede wszystkim może skutkować niemożnością zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i wpływać na powstawanie szkód u krajowych użytkowników systemu, w tym przedsiębiorstw energetycznych (wytwórców, operatorów systemów dystrybucyjnych) oraz wpływać na pracę systemów elektroenergetycznych operatorów innych państw, z którymi system zarządzany przez PSE Operator S.A. jest połączony.

Systemy informatyczne klasy EMS powstawały od początku funkcjonowania na potrzeby koordynacji i kierowania pracą sieci przesyłowych najwyższych napięć, które to zadanie wypełniała Krajowa Dyspozycja Mocy. Na przestrzeni kolejnych lat, zmieniały się zasady

funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zarówno w zakresie modelu funkcjonalnego jak i struktury podmiotowej przedsiębiorstw działających w tym sektorze gospodarki narodowej. Do najważniejszych zmian funkcjonalnych należy niewątpliwie zaliczyć przekształcenie sektora z modelu scentralizowanego do modelu rynkowego, zakładającego funkcjonowanie wielu przedsiębiorstw w warunkach konkurencyjnych. W zakresie struktury podmiotowej sektor elektroenergetyczny przeszedł wiele zmian, począwszy od struktur zintegrowanych pionowo, aż do struktury decentralizowanej z wydzielonym podmiotem szczególnym tj. Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego, którego działania regulują odpowiednie normy prawne. Wraz z powyższymi zmianami ewoluowały systemy zarządzania energią (EMS), obejmując oprócz podstawowych funkcji zarządzania pracą KSE także funkcje zarządzania wytwarzaniem i obsługę systemowego rynku energii elektrycznej. W obecnej chwili systemy EMS obejmują swoim zasięgiem szereg systemów o wydzielonej funkcjonalności, niezbędnych PSE Operator S.A. dla realizacji zadań Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego w Polsce.

3. System DYSTER

Odpowiedzialność Operatora Systemu Przesyłowego za bezpieczeństwo i niezawodność pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego powoduje, że OSP zobowiązany jest posiadać i rozwijać infrastrukturę teleinformatyczną wspomagającą zarządzanie pracą KSE. Bazowa funkcjonalność systemów klasy SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) obejmuje monitorowanie i telemetrię informacji o stanie elementów sieci przesyłowej. Systemy SCADA dostarczają również możliwość nadzorowanej kontroli i sterowania elementami sieci przesyłowej. Pozostałe kluczowe funkcje systemów SCADA obejmują m.in. alarmowanie o sytuacjach przekraczających zdefiniowane normy poprawności, rejestrowanie oraz udostępnianie danych real-time dotyczących zdarzeń w sieci elektroenergetycznej, a także rejestrowanie i raportowanie zdolności przesyłowych i obciążeniowych.

Do zaawansowanych funkcji systemów SCADA należy zaliczyć możliwość programowania i wykonywania sekwencji przełączających. Zaprogramowane sekwencje umożliwiają zautomatyzowane wykonywanie procedur przełączania elementów sieci przesyłowych, przy jednoczesnej możliwości nadzoru i kontroli procedury w razie zaistnienia zdarzeń wymagających decyzji dyspozytora.

Zarządzenie pracą sieci na poziomie operacyjnym wspomagają dedykowane systemy sterowania dyspozytorskiego. Głównym systemem wykorzystywanym przez PSE-Operator

SA jest system DYSTER (firmowa nazwa Sinaut® Spectrum). W latach 2004-2006 przeprowadzono modernizację systemu, która obejmowała wymianę najstarszych elementów platformy serwerowej i sieciowej, aktualizację oprogramowania systemowego i narzędziowego do wersji wspieranych aktualnie przez producentów, wdrożenie nowego podsystemu komunikacyjnego PowerCC CFE (Communication Front End) odpowiadającego za akwizycję i dystrybucję danych z telemechanik lokalnych stacji do KDM i ODM-ów. Prace objęły również wdrożenie nowego protokołu komunikacyjnego ICCP/TASE.2.

W latach 2006-2009 podjęto projekt dostosowania systemu DYSTER do wymagań niezawodnej pracy OSP na wypadek zdarzeń katastrofalnych w dwóch odległych centrach przetwarzania danych.

4. Systemy Sterowania i Regulacji

Terminem Systemy Sterowania i Regulacji określa się zespół współpracujących ze sobą podsystemów czasu rzeczywistego, realizujących centralne sterowanie wytwarzaniem w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). W skład systemów SSiR wchodzi obecnie: Regulator Centralny ARCM, Komputery komunikacyjne systemu RCB, Regulator Awaryjnych ARCM, Regulator Zastępczy, Front-End Procesor, Serwery ICCP, Baza Czasu, System Monitorowania Parametrów Pracy JWCD.

Regulator Centralny ARCM, Regulator Awaryjny ARCM jak i Regulator Zastępczy odpowiadają za wytworzenie sygnału regulacyjnego dla układów sterowania jednostek JWCD. System regulatora centralnego ARCM jest wyposażony w system regulatora zastępczego RZ. RZ to zintegrowany układ regulatora z nadajnikami sygnałów UTRT mogący spełniać rolę zapasowego systemu regulacji. RZ nie posiada odrębnego podsystemu akwizycji danych, jest zasilany danymi z podsystemu komunikacji regulatora centralnego KK. W systemie SSiR istnieją trzy źródła sygnałów regulacyjnych: Regulator Centralny B, Regulator Centralny M oraz Regulator Awaryjny. Każdy z systemów może pracować w sposób autonomiczny, bez wykorzystywania pozostałych. Przełączanie aktywnego źródła sygnału pomiędzy trzema źródłami sygnałów odbywa się za pomocą przełącznika trójstanowego, skąd sygnał regulacyjny ARCM jest dystrybuowany do poszczególnych elektrowni.

Podsystem komunikacyjny odpowiedzialny jest za akwizycję danych o mocy wymiany oraz topologii linii wymiany. Drugą funkcją podsystemu komunikacji jest udostępnianie danych partnerom zagranicznym. Wymiana danych oparta jest na transmisji szeregowej i protokołach komunikacyjnych: IEC, DNP, Telegyr, Modbus (patrz dokumentacja podsystemu

komunikacji). Podsystem komunikacji złożony jest z trzech par komputerów wraz z urządzeniami do zwielokrotniania portów szeregowych oraz przełącznika kanałów. FEP jest podsystemem gromadzącym i przetwarzającym dane pozyskane przez podsystem akwizycji. Ponadto FEP odpowiedzialny jest za dystrybucję danych pomiędzy poszczególnymi podsystemami. Systemu FEP posiada możliwość wymiany danych z innym systemem FEP. Lokalne systemy wymieniają dane za pośrednictwem mechanizmu HW (Highway) z centralnym magazynem danych w węźle FEP. Wymiana danych między systemami odbywa się w oparciu o protokół TCP.

Serwery ICCP stanowią interfejs dostępu do systemu Electronic Highway (EH) pozwalającego na wymianę danych pomiędzy partnerami bloku CENTREL. Transmisja danych bazuje na sieci rozległej z protokołem ICCP.

Baza czasu zapewnia dostęp do pomiar częstotliwości w systemie w układzie lokalnym z niezależnych źródeł napięcia zasilającego oraz ze zdalnych stacji pomiaru częstotliwości rozlokowanych w Rogowcu, Iskrzyni, Wielopolu, Mikułowie i KDM przy ul. Mysiej.

System Monitorowania Parametrów Pracy JWCD (SMPP) jest zbudowany z węzła centralnego (WC) oraz węzłów lokalnych (WL) umiejscowionych po stronie wytwórców energii elektrycznej. Komunikacja pomiędzy WC a WL opiera się na sieci WAN oraz protokole ICCP.

5. Systemy Informatyczne Rynku Energii Elektrycznej (SIRE)

Podstawową rolą Systemu SIRE jest wspomaganie informatyczne dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej, w tym wspomaganie dysponowania przez OSP jednostkami wytwórczymi w celu równoważenia produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną. W procesie przetwarzania wykonywane są także funkcje gromadzenia i bezpiecznego przechowywania danych oraz wymiany informacji pomiędzy Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) a uczestnikami rynku energii.

Poza przedstawionymi wyżej funkcjami system SIRE umożliwia sprawne działanie innych segmentów rynku energii elektrycznej w Polsce w tym Towarowej Giełdy Energii oraz rynku kontraktów bilateralnych. Z pomocą systemu SIRE, OSP wykonuje również obowiązki operatora związane z wymianą międzysystemową energii realizowaną w ramach połączonych systemów europejskich.

System SIRE został zbudowany na potrzeby prowadzenia rynku bilansującego energii elektrycznej, uruchomionego w związku z procesami restrukturyzacji i liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce w 2001 roku. Zintegrowany system SIRE obejmuje platformę

sprzętowo-programową oraz warstwę aplikacji biznesowych Oprogramowanie systemu obejmuje moduły informatyczne służące do przetwarzania danych związanych z obsługą rynku bilansującego, w tym zarządzanie wytwarzaniem, prowadzenie rozliczeń za usługi świadczone w ramach mechanizmu bilansującego, gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych energii elektrycznej i inne.

W kolejnych latach następowała rozbudowa systemu SIRE o nowe funkcjonalności, w tym m.in. o system obsługi wymiany międzynarodowej, obsługę rozliczeń rynku technicznego, obsługę zabezpieczeń finansowych i inne. Łącznie system SIRE obejmuje aktualnie ponad 90 modułów oprogramowania aplikacji biznesowych. W latach 2006-2008 przeprowadzono modernizację systemu SIRE w celu jego dostosowania do pracy w dwóch rezerwujących się centrach przetwarzania danych OSP.

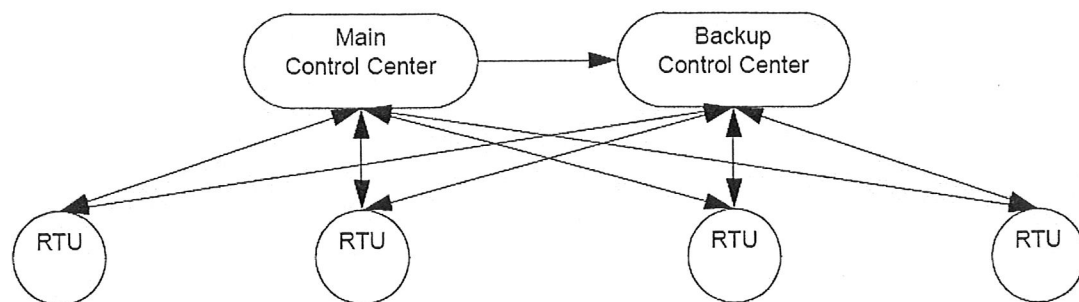
Wybrane kierunki rozwoju systemów IT OSP z perspektywy Krajowej Dyspozycji Mocy

6. Bezpieczeństwo pracy systemów IT w warunkach ekstremalnych.

Kluczowa rola energii elektrycznej w gospodarce kraju wymaga najwyższej niezawodności pracy KSE oraz zapewnienia dostaw energii w sposób ciągły. Przy obecnym stopniu złożoności systemu elektroenergetycznego oraz procesów na nim zachodzących jest konieczne wspomaganie funkcji zarządzania KSE przez OSP za pomocą rozwiązań informatycznych. Powyższe wymaga aby systemy wykorzystywane przez OSP również spełniały najwyższe kryteria niezawodności pracy, w tym odporność na zdarzenia o charakterze katastrofalnym.

W systemie DYSTER SCADA odporność na zdarzenia o charakterze katastrofalnym zapewnia funkcjonalność *Multisite*, która rozszerza możliwości systemu Spectrum w taki sposób, że wiele centrów dyspozytorskich może wspólnie zarządzać pojedynczym systemem przesyłowym. Każde centrum dyspozytorskie stanowi osobny, w pełni wyposażony system komputerowy i może samodzielnie zarządzać całym systemem elektroenergetycznym. Zbiór wszystkich takich centrów dyspozytorskich stanowi połączoną sieć centrów typu *Multisite*.

Sieć *Multisite* może pracować w dwóch typach konfiguracji centrów dyspozytorskich: podstawowy/zapasowy albo główny/regionalny. W rozwiązaniu dla KDM zastosowano rozwiązanie typu podstawowe/rezerwowe centrum dyspozytorskie, jak pokazano na poniższym schemacie, z późniejszym dołączeniem centrów regionalnych zlokalizowanych w siedzibach poszczególnych ODM.



Rysunek 2 Konfiguracja Multisite systemów SCADA OSP

W powyższej konfiguracji podstawowego/rezerwowego centrum dyspozytorskiego KDM oba centra mogą zarządzać całym systemem elektroenergetycznym, gdyż oba centra posiadają bezpośrednie połączenia do RTU (Remote Terminal Units). Jednakże w dowolnym momencie tylko jedno centrum zarządza pracą systemu elektroenergetycznego. Centrum to pracuje jako podstawowe centrum dyspozytorskie KDM. Jednocześnie w sposób niewidoczny dla dyspozytora funkcjonalność *Multisite* synchronizuje wskazane dane real-time przetwarzane w centrum podstawowym do centrum zapasowego. *Multisite* kopiuje również do centrum zapasowego operacje sterujące zainicjowane w centrum podstawowym. W ten sposób centrum zapasowe w każdym momencie spełnia funkcję centrum gotowego do pracy na okoliczność zaistnienia zagrożeń o charakterze katastroficznym. Centrum rezerwowe jako pełna rezerwa centrum podstawowego w każdej chwili jest zdolne do przejęcia funkcji zarządzania systemem przesyłowym i w razie zaistnienia zagrożeń dla centrum podstawowego, dyspozytor w centrum rezerwowym może zainicjować przejęcie funkcji centrum podstawowego przez centrum rezerwowe. Po zakończeniu operacji przełączenia poprzednie centrum podstawowe może rozpocząć pracę jako centrum zapasowe.

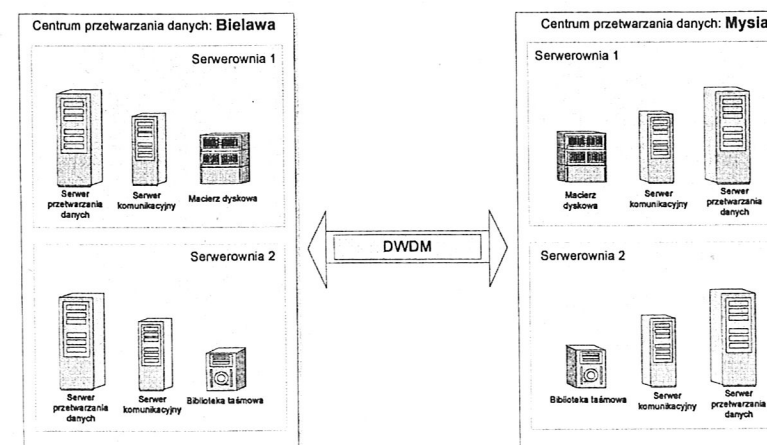
Tak więc funkcjonalność *Multisite* w systemach SCADA OSP dostarcza dwie podstawowe funkcje: zapewnia komunikację pomiędzy poszczególnymi centrami dyspozytorskimi oraz synchronizuje dane pomiędzy centrami pracującymi w sieci *Multisite*.

Działanie systemu SIRE jest niezbędnym warunkiem funkcjonowania dobowo-godzinowego rynku bilansującego energii elektrycznej, a tym samym działania rynku energii elektrycznej w Polsce. Z uwagi na wykorzystanie systemu SIRE do bieżącego sterowania obciążeniem jednostek wytwórczych stanowi on także jedno z podstawowych narzędzi zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE i podobnie jak systemy SCADA wymaga odpowiedniej niezawodności i odporności na zdarzenia katastrofalne.

Budowa systemu SIRE zapewnia realizację procesów biznesowych OSP poprzez minimalizację czasu odtwarzania systemu po awarii, przy wykorzystaniu technologii klastrowych oraz replikacji danych on-line. W realizowanym rozwiązaniu istnieją dwa wyodrębnione ośrodki przetwarzania danych (CPD Bielawa i CPD Mysia). W przypadku awarii jednego z ośrodków, jest możliwa kontynuacja pracy systemu (realizacja funkcji systemu) przy wykorzystaniu drugiego ośrodka. W przypadku podjęcia decyzji o konieczności przełączenia przetwarzania do drugiego ośrodka, następuje wykonanie cyklu operacji, zgodnie z procedurą przełączania, umożliwiające uruchomienie systemu z wykorzystaniem alternatywnych zasobów.

W rozwiązaniu dla SIRE czas, po którym dane i infrastruktura informatyczna obsługująca procesy biznesowe OSP związane z obsługą rynku energii elektrycznej, mogą zostać odtworzone po awarii lub katastrofie i staną się dostępne dla operatorów OSP, został zminimalizowany do kilkunastu minut: (RTO < 30min). Zastosowane techniki replikacji danych między ośrodkami gwarantują minimalny poziom utraty danych oraz zachowanie ich spójności na poziomie baz danych (RPO ~ 0).

Zastosowana konfiguracja systemu SIRE uwzględnia wymagany poziom tzw. „wysokiej dostępności” systemu (z ang. „High Availability”), czyli odporności systemu na pojedyncze punkty awarii w ramach ośrodka, oraz odporność całego systemu na różnego typu katastrofy (z ang. „Disaster Tolerance”), czyli odporności systemu na wielokrotne punkty awarii, przykładowo powstałe przez zniszczenie całego ośrodka.



Rysunek 3 Konfiguracja Disaster Tolerance systemu SIRE

Zastosowane dla systemu SIRE rozwiązanie zapewnia symetryczny, średni poziom HA w obydwu ośrodkach. Oznacza to, że cały układ jest odporny na całkowite zniszczenie jednego z ośrodków, a w obliczu wystąpienia tego typu katastrofy, układ zapewnia średni poziom HA w ocalałym ośrodku. W przypadku wystąpienia katastrofy układ ten zapewnia odporność na pojedynczy punkt awarii, jednak nie zapewnia odporności na zniszczenie jednej z serwerowni (tej w której znajduje się macierz dyskowa) w ramach ocalałego ośrodka. Konfiguracja SIRE oferuje możliwość wykorzystania mechanizmów replikacji sprzętowej do utrzymania spójności danych pomiędzy ośrodkami. Replikacja sprzętowa danych jest realizowana na poziomie macierzy danych i nie wymaga dodatkowego obciążenia serwerów, a ponadto ten typ replikacji eliminuje ryzyko zaburzeń pracy aplikacji w związku z opóźnieniami powstałymi przy zapisie do macierzy dyskowej w odległej lokalizacji.

7. Rozwój systemów regulacji mocy w KSE.

Rozwój rynku energii elektrycznej i wprowadzenie zasady konkurencyjności pomiędzy podmiotami działającymi na tym rynku powodują, że kolejne segmenty tego rynku podlegają przekształceniu z obszarów o charakterze technicznym (niekonkurencyjnym) do obszarów gdzie mogą występować indywidualne relacje w stosunku do dostarczanych usług lub produktów. Rozwój zasad regulacji mocy w KSE stanowi kolejny element w procesie budowy przez Operatora Systemu Przesyłowego systemu sterowania KSE w warunkach rynkowych.

Przez regulację wtórną w polskim systemie elektroenergetycznym rozumie się działania polegające na aktywowaniu mocy w wybranych JWCD w ciągu kilku minut powodując sprowadzenie częstotliwości oraz mocy wymiany międzysystemowej do określonych wartości poprzedzających zakłócenie równowagi z równoczesnym odbudowaniem możliwości regulacji pierwotnej. Realizacja regulacji wtórnej docelowo ma być realizowana przez system LFC, który zastąpi aktualnie funkcjonujący system ARCM służący do sterowania pracą jednostek wytwórczych. Celem działania systemu regulacji wtórnej LFC, jest utrzymanie uchybu obszarowego ACE w pobliżu zera.

Zgodnie z wymogami zawartymi w regulacjach międzynarodowych (Operation Handbook) i krajowych (IRiESP) system regulacji wtórnej musi spełniać określone wymagania, które bezpośrednio rzutują na sposób realizacji regulacji wtórnej w KSE. Wśród podstawowych wymagań należy wskazać:

- spełnienie zasady nieingerencji w połączonych systemach elektroenergetycznych UCTE

- spełnienie wymogów dotyczących wielkości rezerw minutowych dostępnych w KSE
- spełnienie wymogów czasowych na reakcję regulacji wtórnej na zaburzenia
- utrzymanie nieplanowej wymiany energii elektrycznej w ustalonych granicach
- możliwość swobodnego kształtowania składników uchybu obszarowego w stanach awaryjnych.

W celu spełnienia powyższych wymagań moduł LFC wypracuje wartości mocy zadanej indywidualnie dla każdej z JWCD, która jest objęta planami lub manualnie włączona do regulacji poprzez operatora LFC. Zakłada się, że dobór jednostek do ruchu, planowanie wielkości pasma regulacyjnego oraz rozdział pasma pomiędzy JWCD odbywać się będzie poza modułem LFC, który będzie próbował realizować swoje zadanie na bazie dostępnego pasma regulacyjnego. Przyjmuje się dodatkowo, że w stanach awaryjnych operator LFC będzie mógł wpływać manualnie na wielkości wejściowe tzn., że będzie mógł zmieniać plany generacji i wielkość pasma regulacyjnego oraz wysyłać polecenia uruchomienia lub odstawienia JWCD.

Proces regulacji wtórnej odbywać się będzie zgodnie z powyższą zasadą poprzez wypracowanie wartości chwilowych punktów pracy JWCD i przesłanie ich do układów wykonawczych JWCD w postaci dwóch wartości mocy zadanej: Pzadane – moc bazowa bloku wypracowana przez moduł rozdziału obciążeń bazowych i Pw – moc zadana w paśmie regulacji wtórnej. Wartość mocy Pzadane dostarczana będzie do modułu LFC w postaci planów generacji w odpowiednim horyzoncie czasowym dostosowanym do cyklu pracy modułu rozdziału obciążeń bazowych JWCD. Moduł LFC dokonywać będzie retransmisji planów do JWCD z zachowaniem możliwości interwencyjnej ingerencji w plany generacji przez Operatora LFC.

8. Integracja systemów zarządzania energią (FNM).

Liberalizacja rynku energii elektrycznej niesie ze sobą szereg zmian w podejściu do prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego. Wzrost liczby podmiotów aktywnie uczestniczących w obrocie energią elektryczną, rozwój poszczególnych segmentów rynku oraz dążenie do coraz większej efektywności stosowanych mechanizmów rynkowych skutkują między innymi sukcesywnym skracaniem czasu pomiędzy zgłoszeniem umów sprzedaży energii elektrycznej a ich fizyczną realizacją oraz istotnym wzrostem liczby danych podlegających przetwarzaniu w coraz krótszych okresach. Zjawiska te, towarzyszące

rozwojowi rynku energii elektrycznej, wpływają na konieczność wdrażania przez operatorów systemów przesyłowych odpowiednich narzędzi, procedur i mechanizmów. W szczególności, pociąga to za sobą konieczność poprawy obserwowalności stanu systemu elektroenergetycznego, co z kolei wymusza udoskonalenia infrastruktury technicznej wykorzystywanej przez operatora systemu przesyłowego. Istotne zmiany dotyczą przede wszystkim narzędzi informatycznych używanych przez operatora systemu przesyłowego do zarządzania systemem elektroenergetycznym. Narzędzia te coraz częściej wykazują duży stopień integracji aplikacji wykorzystywanych do planowania pracy systemu elektroenergetycznego z aplikacjami używanymi do bieżącego zarządzania i sterowania pracą KSE. Powyższa właściwość sprawia, że coraz częściej analizy i obliczenia wykonywane dla potrzeb planowania pracy systemu oraz prowadzenia ruchu tego systemu są realizowane na bazie tzw. pełnego modelu sieci (z ang. Full Network Model).

Podstawą do budowania pełnego modelu sieci jest zbiór międzynarodowych standardów IEC 61970. Podstawowym celem tych standardów jest zdefiniowanie zasad ułatwiających integrację systemów klasy EMS, niezależnie od ich producentów. Dotyczy to zarówno poszczególnych aplikacji w ramach systemów EMS, jak również integracji systemów EMS z innymi systemami przedsiębiorstw energetycznych np. systemów zarządzania wytwarzaniem, systemów zarządzania elementami infrastruktury sieciowej (tzw. AssetManagement). Powyższe jest realizowane poprzez zdefiniowanie interfejsów pomiędzy aplikacjami, które umożliwiają dostęp oraz wymianę informacji pomiędzy systemami EMS niezależnie od wewnętrznego sposobu reprezentacji danych. Common Information Model (CIM), jako część międzynarodowych standardów IEC, specyfikuje semantykę opisanych powyżej interfejsów wymiany danych.

CIM jest zatem abstrakcyjnym modelem danych, który specyfikuje wszystkie najważniejsze elementy sieci elektroenergetycznych. Poprzez dostarczenie standardowego sposobu reprezentacji elementów sieci, jako obiektów i ich atrybutów opisanych na potrzeby systemów informatycznych, CIM umożliwia integrację poszczególnych aplikacji systemów EMS. Klasy obiektów wyspecyfikowanych w CIM mają charakter abstrakcyjny i dlatego mogą być wykorzystywane w szerokim spektrum aplikacji. Na potrzeby systemów SCADA obiekty sieci elektroenergetycznej są modelowane w sposób umożliwiający nadzorowanie pracy sieci oraz wymianę danych real-time z innymi operatorami systemów przesyłowych. Jednakże zastosowanie CIM powinno być rozumiane jako możliwość integracji dowolnych obszarów biznesowych, gdzie wspólny model systemu elektroenergetycznego (np. Full

Network Model) jest potrzebny aby umożliwić wymianę danych i informacji pomiędzy systemami informatycznymi, niezależnie od specyfiki ich implementacji.

Zastosowanie wspólnego modelu danych w systemach informatycznych OSP ma na celu umożliwienie współpracy służb dyspozytorskich KDM, wykorzystującymi systemy informatyczne klasy EMS ze specjalistami z dziedziny planowania rozwoju sieci, zarządzania eksploatacją i modernizacją infrastruktury sieci elektroenergetycznej, oraz procesów systemowego rynku energii elektrycznej. Wspólny model sieci elektroenergetycznej, udostępniony poszczególnym służbom Operatora Systemu Przesyłowego, umożliwia zintegrowane planowanie i zarządzanie zmianami w sieci, począwszy od wielowariantowego planowania rozwoju sieci przesyłowej w długim horyzoncie czasowym aż do operacyjnego zatwierdzania prac w perspektywie bieżącego prowadzenia ruchu KSE.

Powyższe rozwiązania stanowią również podstawę do budowy systemów technicznej integracji aplikacji EMS, w środowisku dynamicznie zmieniających się potrzeb przedsiębiorstwa energetycznego. Dzisiejsze potrzeby wydajności technicznej i efektywności ekonomicznej uzasadniają wprowadzanie standardów technologicznych takich jak CIM/GID (CIM Generic Interface Definition) czy Service Oriented Architecture (SOA). Zapewniają one bowiem elastyczność, możliwość rozbudowy i wprowadzania najlepszych na rynku rozwiązań przy jednoczesnym wykorzystaniu istniejących już systemów i aplikacji.

Rola systemów EMS w planowaniu i prowadzeniu ruchu KSE

9. Podsumowanie

Aktualnie *Operator Systemu Przesyłowego*, którego rolę w Polsce pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., staje przed wieloma zadaniami stawianymi mu przez użytkowników systemu elektroenergetycznego, ustawodawstwo krajowe oraz międzynarodowe regulacje i uzgodnienia operatorów połączonych systemów elektroenergetycznych. Z uwagi na szeroki zakres zadań stawianych obecnie systemom zarządzania energią klasy EMS, ich rola w planowaniu i prowadzenia ruchu KSE stale rośnie, zarówno w aspekcie zapewnienia niezawodności pracy KSE jak i funkcji służących rozwojowi mechanizmów rynkowych i stwarzaniu warunków dla rozwoju konkurencji. Rozwiązania stosowane w systemach EMS OSP będą tym bardziej zaawansowane im bardziej wyczerpywane będą zdolności przesyłowe systemu elektroenergetycznego oraz im bardziej szczegółowe będą zasady funkcjonowania systemowego rynku energii. Jako że wskazane powyżej kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego wydają się być

dominujące w perspektywie najbliższych lat, należy przyjąć, że w systemach EMS będziemy obserwować zarówno stały postęp ich możliwości technicznych jak i zakres ich wykorzystywania i niezbędności w realizacji zadań Krajowej Dyspozycji Mocy.

Oddział Warszawski
Stowarzyszenia Elektryków Polskich
im. Kazimierza Szpotańskiego
50 LAT ZASTOSOWAŃ INFORMATYKI W POLSKIEJ ENERGETYCE

Zintegrowany System Wspomaganie Dystrybucji

Miłoslawa Kujszczyk – Bożentowicz

PGE Dystrybucja Zakład Energetyczny Warszawa-Teren Sp. z o.o.

W referacie przedstawiony jest krótki opis historii rozwoju zastosowań informatyki na poziomie spółek dystrybucyjnych przez autorkę, która czynnie uczestniczyła w procesie informatyzacji na tym szczeblu. W referacie również jest mowa o obecnych wymaganiach i możliwościach wykorzystania rozwiązań informatycznych dla wspomaganie pracy Operatora Systemu Dystrybucyjnego, czyli o Zintegrowanym Systemie Wspomaganie Dystrybucji.

1. Trochę historii

1.1. Biling

Rozwój technik informatycznych w elektroenergetyce rozpoczął się na poziomie zarządzania sieciami najwyższych napięć, czyli sieciami przesyłowymi i dopiero w późnych latach 70-ych dotarł do poziomu sieci dystrybucyjnych.

Pierwsze zastosowania informatyki w ówczesnych Zakładach Energetycznych stanowiły systemy bilingowe, czyli systemy rozliczające sprzedaż energii elektrycznej. Zgodnie z wytycznymi odgórnymi Zakłady Energetyczne Okręgu Centralnego były odpowiedzialne za stworzenie i wdrożenie systemu rozliczającego drobnych odbiorców, a Zakłady Energetyczne Okręgu Północnego zobowiązane zostały do zajęcia się systemem rozliczającym wielki odbiór. Powstały w ten sposób systemy SAFO i AWO, które zostały wdrożone w większości zakładów energetycznych kraju.

Były to, zważywszy na dostępne technologie, systemy centralnie obsługujące poszczególne zakłady w Okręgowych Centrach Informatyki.

System SAFO dał podwaliny kolejnym systemom bilingowym, i tak w nowo powstałym (1976r) Centrum Informatyki Energetyki zaczęto opracowywać kolejne wersje tego rodzaju systemów (PROGNOZA, ZBYT), dostosowując je w kolejnych latach do zmieniających się możliwości technologicznych. Trzeba dodać, że za słowem biling kryło się wiele: akwizycja danych pomiarowych, prognozowanie zużycia, fakturowanie, windykacja, obsługa księgową.

W latach 90-tych, po rewolucji technologicznej, jaka dokonała się w informatyce, gdy zaczęto stosować komputery personalne i budować sieci powiązań między nimi oraz co najbardziej

istotne, po komercjalizacji w energetyce, powstało więcej firm specjalizujących się w produkcji oprogramowania, w tym również bilingu, np. GALKOM z systemem HANDEL. Powstało wiele rozwiązań lokalnych, gdyż w tym czasie ambicją poszczególnych zakładów było posiadanie własnego zespołu programistów. Niekiedy zaowocowało to wyłonieniem się grupy specjalistycznej, która przekształciła się w spółkę informatyczną, jak to stało się z informatyką Zakładu Energetycznego w Płocku – powstała spółka ZEP INFO, która odnalazła się z powodzeniem na rynku informatycznym.

Od tamtej pory postęp techniczny jest tak szybki, a zmiany formalno prawne starają się mu dorównać, więc ta dziedzina rynku informatycznego rozwija się prężnie i obecnie współpracując z systemami pomiarowymi wspiera Spółki Dystrybucyjne i Spółki Obrotu (bo tak się podzieliły funkcjami w świetle obowiązujących przepisów prawnych dotychczasowe Zakłady Energetyczne) w rozliczaniu świadczonych przez nie usług.

1.2. Zarządzanie majątkiem sieciowym

Aby móc sprawnie zarządzać majątkiem sieciowym przedsiębiorstwa, należy przede wszystkim ten majątek zewidencjonować, czyli stworzyć bazę danych urządzeń elektroenergetycznych. W przypadku sieci dystrybucyjnych, a więc poziomu napięć 110 kV, SN i nN przedsięwzięcie takie jest ogromne ze względu na bardzo dużą liczbę danych w porównaniu do tej, jaka dotyczyła sieci przesyłowych, oraz ich szybki przyrost ilościowy i zmiany topologiczne.

Pierwszym w kraju wdrożeniem systemu tworzącego i obsługującego bazę danych sieci SN, jednocześnie umożliwiające prowadzenie podstawowych analiz sieciowych takich jak określenie optymalnych punktów rozcięć, liczenie spadków napięć czy mocy zwarcia była praca wykonana przez zespół pracowników Wydziału Elektrycznego PW dla Zakładu Energetycznego Warszawa-Miasto, która została w 19881 r nagrodzona przez Ministra Górnictwa i Energetyki. Mimo ogromu pracy wykonanej przy gromadzeniu danych nie udało się tej bazy utrzymać. Spowodowane to było przede wszystkim tym, że nośnikami danych były karty perforowane, przetwarzanie danych odbywało się centralnie – nie było możliwości bezpośredniego zaangażowania użytkowników w proces, a wykonywanie obliczeń i analiz było bardzo pracochłonne.

Kolejne systemy baz danych zaczęły powstawać jak grzyby po deszczu dopiero w połowie lat 90-ych, gdy zaistniały sprzyjające temu możliwości technologiczne. Były to bazy alfanumeryczne, tzn. bez interpretacji graficznej sieci. Najbardziej popularne w środowisku były systemy: INTEGRAL A B C, KOMA i ENEX opracowane na bazie systemu narzędziowego INFORMIX. Ich żywot był tyle błyskotliwy, co krótki, gdyż zostały zastępowane przez niezbyt profesjonalne, choć skuteczne własne bazy użytkowników, wykonane w dostępnych popularnych narzędziach takich jak ACCES czy EXCEL. Kolejnym przewrotem technologicznym było pojawienie się technik GIS (*Geographical Information Systems*) czyli takich technik, które umożliwiały tworzenie Systemów Informacji Przestrzennej, z geograficzną interpretacją bazy danych na podkładzie mapowym. Systemy te żyją i rozwijają się do dnia dzisiejszego, a jednym z pierwszych tego rodzaju systemów był SmallWorld, którego wdrożenie rozpoczęto w ówczesnym STOENIE w 1998 roku. Po burzliwych fazach rozwoju takich systemów począwszy od rozwiązań CAD-owskich do baz obiektowych, na rynku energetycznym pozostały obecnie 3 systemy narzędziowe: ArcInfo (ESRI) , SmallWorld (GE) i w fazie schyłkowej u nas INTERGRAF . W wyniku zastosowań takich narzędzi powstały systemy informacji o Dystrybucji przygotowane przez firmy GLOBEMA, APATOR RECTOR , GEOMAR, czy WINUEL (d. Hanslik Laboratory), które rozwijają się i są płaszczyzną integracyjną dla różnych obszarów działania OSD. Działają one z

powodzeniem na terenie wielu OSD, min. W RWE STOEN-operator, w koncernie ENERGA, w ENIONIE.

1.3. Systemy dyspozytorskie SCADA

SCADA z języka angielskiego *Supervisory Control And Data Acquisition* oznacza system nadzorujący przebieg procesu technologicznego lub produkcyjnego w naszym przypadku wspomaga prace dyspozytora dyspozycji ruchu dowolnego szczebla Jego główne funkcje obejmują zbieranie aktualnych danych (pomiarów), ich wizualizację, sterowanie procesem, alarmowanie oraz archiwizację danych.

Po informatyzacji Okręgowych Dyspozycji Mocy w późnych latach 70-ych i początku lat 80-ych przyszła kolej na Zakładowe Dyspozycje Ruchu, zajmujące się zarządzaniem pracą sieci dystrybucyjnej WN. W tym przypadku prekursorem stała się firma ELKOMTECH, której korzenie sięgają Zakładowej Dyspozycji Ruchu Łodzi-Teren oraz Politechniki Łódzkiej. Firma ta przygotowała i z sukcesem rozpoczęła wdrażanie na początku lat 90-ych systemu dyspozytorskiego Ex, stając się jednocześnie producentem urządzeń telemechaniki stacyjnej.

Bardzo szybko z poziomu sterowania siecią 110 kV firma zeszła z wdrożeniem na poziom rejonowych Dyspozycji Ruchu. Niebawem pojawiła się konkurencja, a mianowicie BRSP MIKRONIKA z Poznania z systemem dyspozytorskim SYNDIS i stosownymi urządzeniami telemechaniki. W zasadzie rynek krajowy został niemalże całkowicie zajęty przez te dwie firmy, z kilkoma wdrożeniami obcych systemów, firm takich jak BTC , czy SIEMENS.

Systemy SCADA rozwijają się technologicznie , ich funkcjonalności są rozbudowywane i trudno sobie obecnie wyobrazić punkt dyspozytorski bez tego rodzaju wspomaganie.

2. Informatyczne wspomaganie OSD obecnie.

W związku z wprowadzeniem zmian w ustawie Prawo energetyczne, które spowodowały wydzielenie Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) oraz obowiązywanie zasady TPA i wynikających z tego nowych obowiązków w zakresie usług dystrybucyjnych koniecznym stało się przygotowanie strategii działania mającej na celu wdrożenie i rozwój zintegrowanego wewnętrznego i zewnętrznego systemu informatycznego wspomagającego procesy decyzyjne na różnych poziomach działania OSD.

Zintegrowany system wspomaganie zarządzania OSD doprowadzić ma do zoptymalizowania procesów operatora i w efekcie do osiągnięcia wymaganego poziomu usług przy minimalnych nakładach na utrzymanie sieci i urządzeń w stanie gwarantującym dostarczanie energii elektrycznej o wymaganych parametrach, w ilości zapotrzebowanej przez odbiorców , w miejscach przez nich określonych. Oczekiwanym efektem z działania tego rodzaju systemu jest uzyskanie zmniejszenia kosztów Spółki w procesie przyłączania, w obszarze eksploatacji i obsługi sieci dystrybucyjnej, zmniejszenie średniego czasu trwania zakłóceń w sieci , oraz uzyskanie dodatkowych efektów niepoliczalnych w obszarze obsługi klientów Zintegrowany System w OSD obejmuje następujące podstawowe obszary działania:

1. Obszar Zarządzania Majątkiem Sieciowym
2. Obszar Operatora Pomiarów i Obsługa Rynku Energii
3. Rozliczanie Usług Dystrybucyjnych
4. Zarządzanie pracą siecią

2.1. Obszar zarządzania Majątkiem Sieciowym

OSD działając w obszarze naturalnego monopolu, podlega regulacji urzędowej, dyrektywom oraz rosnącym oczekiwaniom klientów. Strategia takiego przedsiębiorstwa winna zmierzać w kierunku optymalizacji kosztów i wzrostu jakości świadczonych usług warunkowanych możliwościami infrastruktury, a jej realizacja wymaga kompleksowych działań organizacyjno-systemowych obejmujących główne procesy biznesowe, wspomagające zarządzanie majątkiem sieciowym, takie jak:

1. Planowanie i rozwój sieci:
 - koncepcje i scenariusze rozbudowy sieci

- tworzenie planu inwestycyjnego
 - realizacja zadań inwestycyjnych
 - przyłączanie do sieci nowych odbiorców
2. Remonty infrastruktury sieciowej:
- planowanie remontów
 - realizacja remontów
3. Prowadzenie eksploatacji:
- planowanie działań eksploatacyjnych
 - monitorowanie stanu sieci
 - oględziny i przeglądy
 - analiza awaryjności
 - gospodarka urządzeniami (transformatory, układy pomiarowe itp.)

Warunkiem koniecznym tego, aby wyżej wymienione procesy biznesowe mogły być prawidłowo realizowane z wykorzystaniem nowoczesnych narzędzi informatycznych, jest stworzenie i utrzymanie w stanie aktualnym bazy danych urządzeń elektroenergetycznych opartej na technologii GIS (Geografic Information Systems – Systemy Informacji Geograficznej), czyli inaczej Systemu Informacji Przestrzennej

Obecne technologie informatyczne pozwalają na utworzenie centralnej bazy danych urządzeń elektroenergetycznych z uwzględnieniem ich geograficznej identyfikacji, która umożliwia:

- centralizację rozwiązania z udostępnieniem dowolnej liczbie użytkowników,
 - ujednoczenie standardów opisów elementów sieci,
 - przestrzenną interpretację danych,
 - utrzymanie stanu aktualności opisu zasobu majątku sieciowego,
 - umożliwienie wykonywania szeregu analiz dla całej sieci na potrzeby kadry kierowniczej (informacja zarządcza),
- i w efekcie usprawni obsługę procesów biznesowych opisanych powyżej.

Pozyskiwanie danych do tego rodzaju systemu można przeprowadzać przy użyciu nowych technologii, które stwarzają możliwość wykorzystywania przenośnych urządzeń komputerowych zwanych palmtopami, tabletami lub PDA (*personal digital assistant* – komputer kieszonkowy) do wykorzystywania przy prowadzeniu prac w terenie. Są to urządzenia programowalne, współpracujące z urządzeniami GPS, w które należałoby wyposażać pracowników udających się w teren w celu dokonania oceny stanu lub ewidencji urządzeń. Przygotowane do tego aplikacje wspomagają proces inwentaryzacji oraz weryfikacji danych i oględzin sieci i obiektów elektroenergetycznych. Urządzenia te mogą współpracować z systemem pozycjonowania GPS ułatwiającym prowadzenie inwentaryzacji przestrzennej urządzeń.

2.2. Obszar Operatora Pomiarów i Obsługa Rynku Energii

W związku z uwolnieniem rynku energii a co z tym związane, z rozdzieleniem działalności Dystrybucji i Obrotu przed OSD został postawiony nowy zakres działań, określonych w IRiESD, który wsparty winien być przez niżej wymienione systemy informatyczne:

- System wymiany OSP-WIRE
- System Pomiarowy
- Rozliczanie Usług Dystrybucyjnych
- System Zmiany Sprzedawcy
- Rozliczanie Usług Dystrybucyjnych

Zgodnie z wymaganiami IRiESD funkcje powyższych systemów to:

- Ewidencja danych odbiorców usługi dystrybucyjnej (URD)
- Ewidencja danych sprzedawców energii (SE)

- Ewidencja danych podmiotów, odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe (URB)
- Rejestracja umów dystrybucyjnych dla URD, SE i URB
- Zarządzanie relacjami pomiędzy nimi

Szczegółowe omówienie funkcjonalności powyższych systemów:

2.2.1. System OSP-WIRE

- System służy do wymiany danych pomiarowych z Operatorem Sytemu Przesyłowego.- współpracuje z Rynkiem Energii

2.2.2. System pomiarowy :

Główne zadania tego systemu to:

- pozyskiwanie danych pomiarowych – w tym odczyt zdalny i odczyt inkasencki przy użyciu urządzeń przenośnych (np. PSION) oraz obsługa akwizycji wszechstronna zarówno dla zdalnego odczytu jak i dla bezpośredniego - transfer danych z urządzeń przenośnych)
- algorytmy wyznaczania energii rzeczywistej („skrzywienie” odczytów stanów liczników profilowych, godzinowych)
- agregacja powyższych danych na sprzedawców
- przywiązanie URD do pomiarów - PPE
- udostępnianie danych pomiarowych dla SE i URB
- udostępnianie informacji o konfiguracji URB w celu wygenerowania danych pomiarowych do dokumentów WIRE/UR.
- eksport danych do systemów bilingowych (fakturujących)
- raportowanie zgodnie z wymaganiami IRiESD

2.2.3. System zarządzania Stratami sieciowymi

System ten jako narzędzie dla OSD powinien:

- Wspomagać funkcjonowanie OSD na Zliberalizowanym Rynku Energii,
- Umożliwić planowanie wolumenu energii na pokrycie strat energii w sieci dystrybucyjnej
- Pozwolić w sposób efektywny zarządzać portfelem zakupowym OSD przez maksymalizację trafności prognozowania a co z tym związane, minimalizacji kosztów odchyleń rzeczywistych energii,
- Identyfikować elementy sieci będące głównymi źródłami strat,
- Określać szacunkową wysokość strat dystrybucyjnych

2.2.4. System Zmiany Sprzedawcy

System ten wspiera zmianę sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorcę, który jako użytkownik systemu dystrybucyjnego jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej OSD. Zapewnia gromadzenie, przetwarzanie i udostępnianie informacji o użytkownikach systemu dystrybucyjnego (USD), którzy skorzystali z zasady TPA i tym samym stali się uczestnikami rynku detalicznego (URD).

System zapewnia wspomaganie informatyczne następujących procesów realizowanych przez OSD:

- Zawieranie umów generalnych ze Sprzedawcami i Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie (POB),
- Zawieranie umów dystrybucyjnych OSD Z URD,

- Zmianę sprzedawcy przez URD.

Główne funkcje systemu to:

- Ewidencjonowanie danych URD,
- Ewidencjonowanie umów generalnych i dystrybucyjnych,
- Wspomaganie procedury zmiany sprzedawcy,
- Wyznaczanie i publikowanie energii w miejscach bilansowania
- Wyznaczanie standardowych profili zużycia.

System komunikować winien się z otoczeniem przez Platformę wymiany Informacji (PWI)

2.2.5. System Rozliczający Usługi Dystrybucyjne

System ten służy do fakturowania usługi dystrybucyjnej, czyli różni się zdecydowanie od tego, co dotychczas znaliśmy jako biling.

System ten powinien umożliwić rozliczenie usług dystrybucyjnych świadczonych uczestnikom rynku detalicznego (URD) oraz użytkownikom systemu dystrybucyjnego (USD), którzy nabywają usługę kompleksową. System zapewnić winien również pełną obsługę finansowo-księgową procesu rozliczania i fakturowania sprzedaży, jak również powinien mieć możliwość pełnej integracji z systemami ERP.

2.3. Zarządzanie pracą sieci – System Dyspozytorski SCADA

Jest to system czasu rzeczywistego wspomagający pracę dyspozytorów. Stanowi podstawowe narzędzie do zarządzania pracą sieci w sposób efektywny, z zachowaniem niezawodności dostarczania energii elektrycznej i właściwej jakości energii.

Charakteryzować się on powinien rozproszoną architekturą typu klient-serwer. Do systemu można podłączyć dowolną liczbę terminali przy wykorzystaniu sieci Ethernet, łączy szeregowych i łączy modemowych. Administracja systemem pozwala na precyzyjne określanie uprawnień do prowadzenia zmian i wyświetlania danych dla każdego użytkownika rozpoznawanego za pomocą karty identyfikacyjnej lub systemu haseł i identyfikatorów. Komunikacja systemu z urządzeniami zewnętrznymi odbywa się w standardowych protokołach transmisji przy wykorzystaniu różnych mediów (łącza stałe, komutowane, sieciowe z protokołem TCP/IP i IP/MPLS, radiowe oraz GPRS). Z systemami zewnętrznymi system współpracować może między innymi poprzez: wymianę danych w plikach, interfejs funkcyjny w postaci biblioteki DLL lub pracę ze wspólną bazą danych.

Dane zebrane przez system dyspozytorski mogą być wykorzystane przez moduły dodatkowo wspomagające pracę służb eksploatacyjnych, takie jak:

- Ewidencja zdarzeń w sieci,
- Planowanie prac w sieci
- Obsługa zgłoszeń i reklamacji
- Obliczanie czasu niedostarczenia energii odbiorcom

i inne.

System powinien mieć możliwość integracji z innymi systemami wspomagania zarządzania majątkiem sieciowym, przede wszystkim z systemami GIS, gdzie umożliwi wykonywanie on – line analiz, np. wskazywanie obszarów nie zasilonych wraz z punktami poboru energii, optymalizacje prac eksploatacyjnych ,itp.

2.4. Systemy wspomagające zarządzanie

Temat integracji systemów w OSD byłby niepełny, gdyby nie wspomnieć o systemie klasy ERP (*Enterprise Resource Planning* -Planowanie Zasobów Przedsiębiorstwa) wspomagającym zarządzanie przedsiębiorstwem lub współdziałanie grupy współpracujących ze sobą przedsiębiorstw, poprzez gromadzenie danych oraz umożliwienie wykonywania operacji na zebranych danych. Wspomaganie to może obejmować wszystkie lub część szczebli zarządzania i ułatwia optymalizację wykorzystania zasobów przedsiębiorstwa oraz zachodzących w nim procesów. Systemy tej klasy zbudowane są modułowo i mówiąc w dużym uproszczeniu, wiążą procesy techniczne z procesami wspomagającymi zarządzanie całością przedsiębiorstwa. Są swojego rodzaju integratorem systemów , podobnie jak systemy klasy GIS.

Celem tego rodzaju integracji jest zapewnienie spójności danych i jednolitość informacji we wszystkich komórkach spółki oraz umożliwienie sprawnej i płynnej wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi komórkami.

W efekcie uzyskuje się znaczną oszczędność finansową i podniesienie sprawności operacyjnej przedsiębiorstwa.

NOTATKI