

Rozproszony system sterowania napięciami i mocą bierną

Distributed control of voltages and reactive power

W systemie sterowania przedstawionym w niniejszym artykule wykorzystano metodę „krzywych nosowych” zależności napięcia od mocy biernej i wyznaczania obszarów zagrożonych utratą stabilności napięciowej (z ang. VCA). Metoda ta została sprawdzona na jednokomputerowym prototypie systemu uruchomionym w krajowej sieci przesyłowej. Ważniejsze wyniki testów przedstawiono w publikacji [4]. Poniżej przedstawiono przemysłowy system automatyki działający na podstawie tej metody. Prezentowany system może sterować napięciami w sieci rozdzielczej i przesyłowej na praktycznie dowolnie wybranym obszarze.

Wybór systemu sterowania

Wartość napięcia w punktach przyłączenia odbiorców powinna zawierać się w ściśle określonych granicach ustalonych przepisami prawnymi i warunkami przyłączeniowymi. Ze względu na zmiany wartości mocy pobieranych przez odbiorców zmieniają się spadki napięć na impedancjach sieci, co w efekcie prowadzi do wahań napięcia w punktach przyłączenia odbiorców. Nadmierne przepływy mocy czynnej i biernej doprowadzić mogą do utraty stabilności napięciowej, krytycznego obniżenia napięcia i całkowitego odłączenia odbiorców. Szczegółową analizę tych zjawisk można znaleźć między innymi w literaturze [1–3].

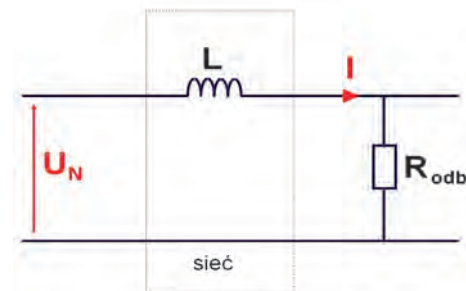
Utrzymanie napięcia w pożądanym zakresie wymaga zastosowania układu regulacji. Regulację napięcia uzyskuje się w dużym stopniu przez zmianę przepływu mocy biernej i kontrolowanie wywołanych przez nią spadków napięcia. Wartość napięcia w danym węźle zależy od mocy biernej odbieranej w tym węźle oraz od wartości napięć i mocy biernych odbieranych w sąsiednich węzłach. Wpływ węzłów „sąsiednich” na ogół maleje wraz z ich oddaleniem. Różne aspekty takiego sposobu sterowania opisano w publikacjach [4 –10].

Rozproszony system sterowania napięciami składa się z mikroprocesorowych kontrolerów umieszczonych w każdym z węzłów sieci. Kontrolery przekazują sobie informacje o wartościach napięć i mocy biernych ze swoich węzłów i obliczają wpływ na napięcie zmiany mocy biernej odbieranej w innych węzłach. Na tej podstawie kontrolery wyznaczają optymalną i realizowalną technicznie wartość mocy biernej, która powinna być odbierana w danym węźle. Obliczoną wartość mocy biernej uzyskuje się przez załączenie lub odłączenie dławików i kondensatorów lub zmianę sterowania nadążnych kompensatorów. W regulacji napięcia biorą również udział układy zmiany zaczepek uzwojeń transformatorów. Do realizacji sterowania napięciami i mocą

bierną wykorzystano rozproszony system automatyki Ovation, znany z zastosowań do sterowania procesami w wielu polskich elektrowniach.

Ograniczenia w sterowaniu napięciem za pomocą mocy biernej

Analizując najprostszy model sieci (rys. 1) można zauważyć, że ze źródła zasilania pobierana jest moc bierna nawet przy czysto rezystancyjnym obciążeniu. Wartość mocy biernej (wzór 2) rośnie ze wzrostem mocy czynnej odbiorów (jest odwrotnie proporcjonalna do kwadratu rezystancji odbiorów).



Rys.1. Uproszczony model sieci, ilustrujący wpływ impedancji linii na moc bierną pobieraną z generatorów

$$I = \frac{U_N}{R_{odb} + j\omega L_N} = \frac{U_N R_{odb}}{R_{odb}^2 + (\omega L_N)^2} - j \frac{U_N \omega L_N}{R_{odb}^2 + (\omega L_N)^2} \quad (1)$$

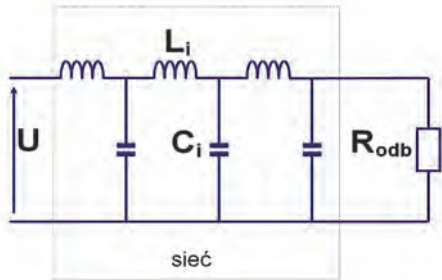
$$Q = U_N^2 \frac{\omega L_N}{R_{odb}^2 + (\omega L_N)^2} \quad (2)$$

Uwzględniając w modelu sieci pojemności (rys. 2) można zauważyć wpływ obciążenia na charakter mocy biernej pobieranej przez linię. Dla małych prądów obciążenia linia przesyłowa ma impedancje o charakterze pojemnościowym, a dla większych prądów ma charakter indukcyjny. Dla każdej linii można wyznaczyć charakterystyczną wartość mocy obciążenia P_{nt} (wzór 3). Jeżeli moc obciążenia jest mniejsza od tej wartości, to linia ma charakter pojemnościowy, jeżeli jest większa, to ma charakter indukcyjny, a jeżeli jest jej równa, to ma charakter rezystancyjny. W tabeli 1 podano charakterystyczne wartości mocy dla kilku typowych linii przesyłowych.

Moc bierna pobierana przez linie przesyłowe

U_N	przewód	P_{nt}	P_{max}	$Q_{P=0}$	$Q_{P=Pmax}$
kV		MW	MW	MVA/km	MVA/km
110	AFL240	32	140	0,034	0,65
220	AFL525	130	460	0,130	1,80
400	AFL2x525	510	1600	0,540	5,30

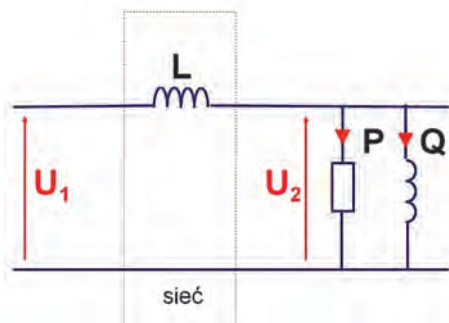
U_N – napięcie linii, P_{nt} – obciążenie linii, przy którym linia nie pobiera mocy biernej, P_{max} – zdolność przesyłowa, $Q_{P=0}$ – pobór mocy biernej przez nieobciążoną linię, $Q_{P=Pmax}$ – pobór mocy biernej przez linię obciążoną na końcu mocą P_{max} .



Rys. 2. Uproszczony model sieci ilustrujący zmianę charakteru mocy biernej pobieranej przez linię

$$\frac{i^2 L_i}{2} = \frac{U^2 C_i}{2} \rightarrow \frac{U}{i} = \sqrt{\frac{L_i}{C_i}} \rightarrow P_{odb} = \frac{U^2}{\sqrt{\frac{L_i}{C_i}}} \quad (3)$$

Wzrost mocy odbiorów zwiększa prąd w linii. Większy prąd zmienia warunki pracy linii i powoduje, że sama linia pobiera większą moc bierną. Wzrost mocy biernej powoduje dodatkowe zwiększenie prądu. Ten proces w pewnym momencie przechodzi w zjawisko lawinowe i jest nieodwracalny. Wraz ze wzrostem prądu rosną spadki napięcia w linii, a napięcie na odbiorach maleje. Opisana sytuacja może wystąpić przy zasilaniu z generatorów o dużym zapasie wytwarzania mocy czynnej i biernej, a także może niespodziewać przekroczenia zdolności przesyłowych linii. Przy braku mocy w generatorach sytuacja będzie gorsza, a zjawisko lawinowe wystąpi wcześniej. Przy znacznym obniżeniu napięcia nastąpi awaryjne odłączenie lokalnie pracujących źródeł, co pogłębi i przyspieszy rozwój awarii (taki przebieg miała między innymi awaria 26 czerwca 2006 r. w północno-wschodniej Polsce).



Rys. 3. Uproszczony model sieci ilustrujący wpływ mocy biernej na napięcie w węźle

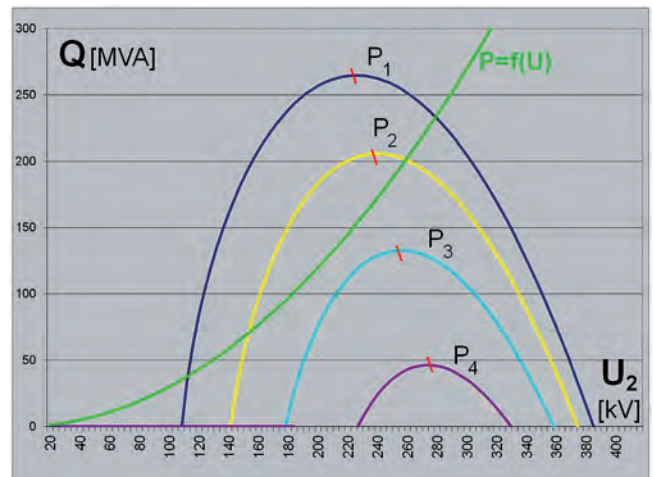
Na podstawie uproszczonego modelu sieci z rysunku 3 po prostych przekształceniach (wzory 4–6) otrzymuje się zależność między mocą bierną pobieraną w węźle (punkcie przyłączenia odbiorów) i napięciem w tym węźle.

$$U_2 + jX_L \left(\frac{P}{U_2} - j \frac{Q}{U_2} \right) = \overline{U}_1 \quad (4)$$

$$U_1^2 = \left(U_2 + X_L \frac{Q}{U_2} \right)^2 + \left(X_L \frac{P}{U_2} \right)^2 \quad (5)$$

$$Q = -\frac{U_2^2}{X_L} + \sqrt{\left(\frac{U_1 U_2}{X_L} \right)^2 - P^2} \quad (6)$$

Na rysunku 4 pokazano graficznie zależność między mocą bierną i napięciem (wzór 6) dla kilku wartości mocy czynnej obciążenia. W układzie rzeczywistym czynnikiem sprawczym jest wartość mocy biernej, a napięcie jest konsekwencją tej wartości. Zieloną krzywą pokazano przykładową zależność mocy czynnej odbioru od napięcia. Obszar stabilnej pracy znajduje się na krzywej $Q=f(U)$ od maksymalnego napięcia do punktu nosowego, zaznaczonego czerwoną kreską. Utrzymanie wszystkich węzłów w tym zakresie jest priorytetowym zadaniem układu sterowania.



Rys. 4. Zależność między napięciem i mocą bierną w węźle (na podstawie wzoru 6 i schematu z rys. 3)

Wyznaczanie zadanych wartości mocy biernych w rozproszonym systemie sterowania

Rozproszony system sterowania składa się z kontrolerów rozmieszczonych we wszystkich ważnych węzłach sieci na określonym obszarze, który podlega sterowaniu. W każdym z tych węzłów wykonywane są pomiary odbieranej mocy czynnej i biernej oraz wartości napięcia i jego kąta. Dane pomiarowe przekazywane są do wszystkich kontrolerów. Pomiary uzupełnione są pomiarami mocy w liniach granicznych analizowanego obszaru. Do kontrolerów przekazywane są również informacje o konfiguracji sieci i impedancje poszczególnych odcinków linii łączących węzły.

Wyznaczanie zadanych wartości mocy biernych może składać się z jednego lub dwóch procesów obliczeniowych. Jeżeli w pierwszym procesie zostaną wyznaczone wielkości osiągalne praktycznie, drugi proces obliczeniowy nie będzie już realizowany.

Stan sieci składającej się z n węzłów może być opisany równaniem (7):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \dots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial U_1} & \frac{\partial P_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial U_1} & \frac{\partial P_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial U_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial U_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial U_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \dots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta U_1 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (7)$$

Zastępując pojedynczymi symbolami elementy macierzy i wektorów równanie (7) można zapisać w postaci:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (8)$$

Po zlinearyzowaniu równań rozpyływu mocy w otoczeniu danego punktu pracy i wprowadzeniu macierzy Jacobiego równanie (8) może być zapisane w postaci:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PU} \\ J_{Q\delta} & J_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (9)$$

Przy założeniu ustalonej częstotliwości w systemie można założyć zerowe przyrosty mocy czynnych w węzłach systemu.

Przy $f = \text{const}$ $\Delta P = 0$

$$\Delta Q = [J_{QU} - J_{Q\delta} J_{P\delta}^{-1} J_{PU}] \Delta U = J_R \Delta U \quad (10)$$

Oznacza to liniową zależność przyrostów mocy biernych węzłowych od przyrostów modułów napięć węzłowych.

$$\Delta U = J_R^{-1} \Delta Q \quad (11)$$

Równanie macierzowe (11) wiąże węzłowe moce bierne i napięcia węzłowe. Dla każdego z węzłów ustalana jest optymalna wartość napięcia. Z założenia jest to wartość znamionowa, która w uzasadnionych przypadkach może być zmieniona przez operatora sieci. Niewiadomymi w układzie równań (11) są moce bierne. Układ równań (11) jest rozwiązywany niezależnie w każdym kontrolerze, przy czym w danym kontrolerze obliczana jest tylko jedna niewiadoma – wartość mocy biernej dla węzła, w którym jest kontroler. Obliczona wartość jest pomniejszana o moc bierną odbiorów w tym węźle. Wynik ujemny oznacza potrzebę odbioru mocy biernej pojemnościowej. Dla mocy biernych, które muszą być dodatkowo odebrane w węzłach, wprowadzone jest kryterium kosztowe, odzwierciedlające koszty (w zł/kVAr) pozyskania mocy biernej z różnych typów kompensatorów (np. kondensatorów, Statcom, itp.). Celem funkcji kosztów jest wyznaczenie stanu przepływu i generacji mocy biernej, który będzie najtańszy dla

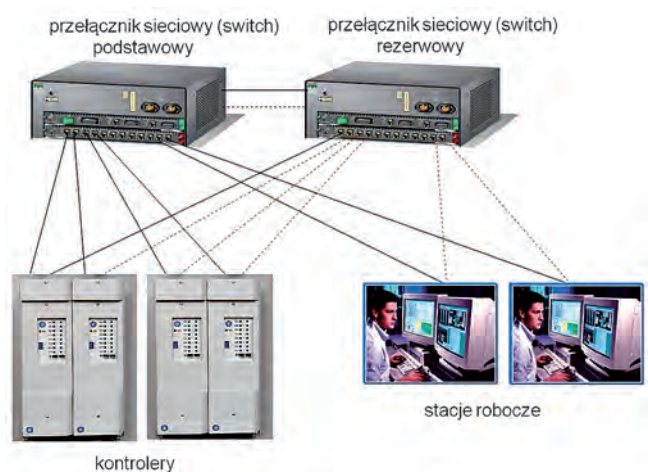
zarządzanego obszaru sieci. Równanie opisujące koszty jest rozwiązywane równocześnie z równaniem wiążącym moce i napięcia. Obliczone wartości mocy biernych są konfrontowane z możliwościami technicznymi. Jeżeli nie jest możliwe odebranie pożądanej, dodatkowej mocy biernej w określonym węźle (lub kilku węzłach), to uruchamiany jest następny proces obliczeniowy, a informacja o zaistniałej sytuacji przesyłana jest to operatora sieci.

Druga część obliczeń ma na celu znalezienie osiągalnych praktycznie, węzłowych mocy biernych, dla których napięcia będą różnić się od wartości znamionowych o akceptowalny uchyb (np. od +5% do -10%). Wartości mocy biernych, obliczone w pierwszym procesie obliczeniowym, są urealniane (obcinane do wartości osiągalnych) i stanowią stałe w równaniu (11). Równanie rozwiązywane jest względem napięć. W kolejnych krokach iteracyjnych równania rozwiązywane są dla mocy biernych zwiększonych lub zmniejszonych o pewną wartość, aż do wyznaczenia napięć najmniej odbiegających od wartości znamionowych i niewykraczających poza zadane granice. Wyznaczony zostaje stan, w którym napięcia różnią się od wartości znamionowych, ale nadal są poprawne.

Jeżeli druga część obliczeń wykaże, że w najlepszym, technicznie osiągalnym stanie sterowania, napięcia wykraczają poza zadane granice, to zostanie zbadane położenie punktów pracy na krzywych nosowych. W zależności od odległości do punktu krytycznego (określonej w procentach) zostanie zgłoszone zagrożenie utratą stabilności napięciowej. Operator sieci może w takiej sytuacji zapobiec awarii w całym obszarze przez np. odłączenie któregoś z odbiorów.

Zasady funkcjonowania rozproszonego systemu sterowania

Rozproszone, mikroprocesorowe (komputerowe) systemy sterowania są stosowane od co najmniej 20 lat i występują w wielu odmianach. Realizację praktyczną koncepcji sterowania napięciami i mocą bierną, prezentowaną w artykule, oparto na systemie Ovation firmy Emerson (dawniej Westinghouse). System Ovation jest systemem sprawdzonym w energetyce zawodowej. W Polsce jest wykorzystywany do sterowania procesami na wszystkich blokach w elektrowniach: Koźnice Połaniec,



Rys. 5. Podstawowa struktura rozproszonego systemu sterowania – Ovation

Pątnów, Rybnik, Żarnowiec, Ostrołęka, Stalowa Wola, na kilku blokach w elektrowniach: Bełchatów, Jaworzno, Konin, Opole oraz w elektrociepłowniach: Bydgoszcz, Łódź, Poznań, Żerań, a także w PGNiG Krio Odolanów. System Ovation składa się z mikroprocesorowych kontrolerów oraz stacji komputerowych wykorzystywanych do monitorowania i sterowania procesami oraz do konfiguracji systemu. Kontrolery i stacje komputerowe połączone są siecią Ethernet (rys. 5).

Realizacja pętli regulacji

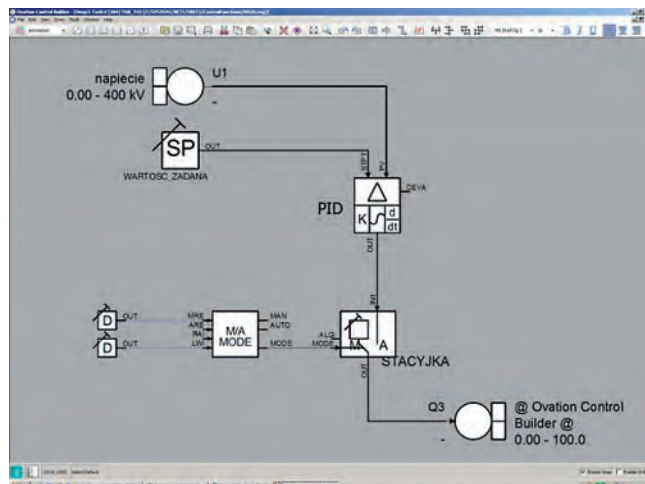
Sterowanie procesem wymaga na ogół pomiaru jednej lub kilku wielkości fizycznych z tego procesu, wyznaczenia wielkości zadanej i obliczenia wartości sygnału sterującego urządzeniami wykonawczymi w procesie. Wielkości pochodzące z procesu lub obliczeń (np. napięcie, temperatura) reprezentowane są przez wartości cyfrowe nazywane w systemie Ovation punktami procesowymi. Punkty procesowe mają „uaktualniane” wartości z ustaloną częstotliwością. Punkt procesowy może reprezentować wartość analogową (nazywany jest wówczas punktem analogowym), wartość cyfrową 0 lub 1 (nazywany jest wówczas punktem cyfrowym), szesnaście wartości cyfrowych (nazywany jest wówczas punktem grupowym) lub może określać inne elementy obliczeniowe lub sprzętowe. Punkt procesowy składa się z rekordu zawierającego wiele pól, takich jak: wartość liczbowa, jednostka, nazwa skrótowa, pełna nazwa opisowa, dopuszczalne wartości graniczne minimalne i maksymalne oraz inne parametry.

Monitoring, sterowanie i pętla regulacji realizowane są przez kontrolery wyposażone w moduły kart wejściowych i wyjściowych oraz złącze Ethernetowe. Karty wejściowe i wyjściowe wybierane są w zależności od potrzeb i umożliwiają bezpośrednie podłączanie przyrządów pomiarowych i wykonawczych, a także sygnałów z zabezpieczeń. Na podstawie danych pomiarowych i danych dostarczonych przez Ethernet, kontroler oblicza wartości sygnałów sterujących. Kontrolery wykonują na ogół sterowanie nadrzędne, np. obliczają wartość mocy biernej kompensatora, a rozdział impulsów dla poszczególnych tyrystorów realizowany jest przez wewnętrzny sterownik kompensatora. Kontroler może jednocześnie przetwarzać wiele pętli regulacji i innych zadań (do 1000 schematów) o praktycznie dowolnej złożoności. W jednym kontrolerze może bazować 32 tysiące punktów. Obliczenia wykonywane są w cyklach o ustalonej częstotliwości, która wynika z przypisania schematów z algorytmami do jednego z pięciu obszarów obliczeniowych. Cykl dwóch obszarów obliczeniowych wynosi odpowiednio 0,1 s i 1 s, a pozostałych trzech może być ustalony przez projektanta w zakresie od 10 ms do 30 s. W standardowej wersji systemu Ovation może pracować do 254 kontrolerów i stacji roboczych.

Redundancja

W systemie Ovation kontroler składa się zawsze z pary redundantnej. Redundancja polega na tym, że dwa kontrolery pracują jednocześnie, przy czym jeden prowadzi sterowanie, a drugi śledzi działanie pierwszego. Zakłócenie pracy kontrolera sterującego

powoduje bezprzerwowe (w następnym kroku mikroprocesora) przejście sterowania przez kontroler, który był w rezerwie. Kontrolery mają również podwójne, wzajemnie rezerwujące się zasilanie. Komunikacja Ethernetowa jest również redundantna. Każdy z kontrolerów w parze redundantnej ma dwa porty Ethernetowe i podłączony jest dwoma kablami do dwóch różnych switchy. Podobnie komputerowe stacje robocze podłączane są dwoma kablami do sieci komunikacyjnej.



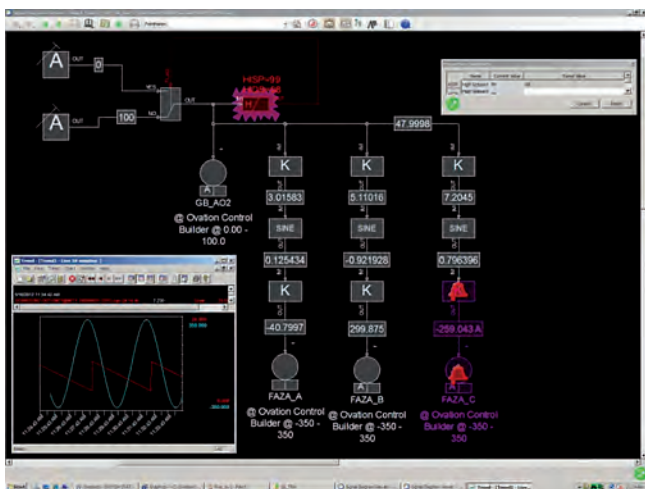
Rys. 6. Przykład budowy układu sterowania w Control Builder

Przygotowanie i uruchamianie schematów sterowania

W systemie Ovation pętla regulacji i inne zadania realizowane przez kontroler przygotowywane są za pomocą programu Control Builder zainstalowanego na komputerowych stacjach roboczych. Control Builder jest programem pracującym w systemie Windows. Większość narzędzi jest uruchamiana identycznie jak w programie Word czy Power Point. Zadanie, które ma wykonywać kontroler, przygotowywane jest poprzez narysowanie schematu w Control Builder (rys. 6). Schemat składa się praktycznie z dowolnej ilości symboli algorytmów, punktów wejściowych i wyjściowych. Algorytmy wybierane są z menu zawierającego bibliotekę ok. 200 algorytmów. Przykładowo, może to być wykorzystywany do regulacji algorytm PID lub bramka logiczna AND. Częściej używana kombinacja algorytmów może być opisana jako makro i zastąpiona jednym symbolem. Przygotowane schematy są wczytywane do bazy danych i pamięci w kontrolerze.

Analiza krzywych nosowych (rys. 4) i wyznaczenie optymalnych wartości mocy biernej w węzle (wzór 11) nie jest złożonym zadaniem dla kontrolera Ovation.

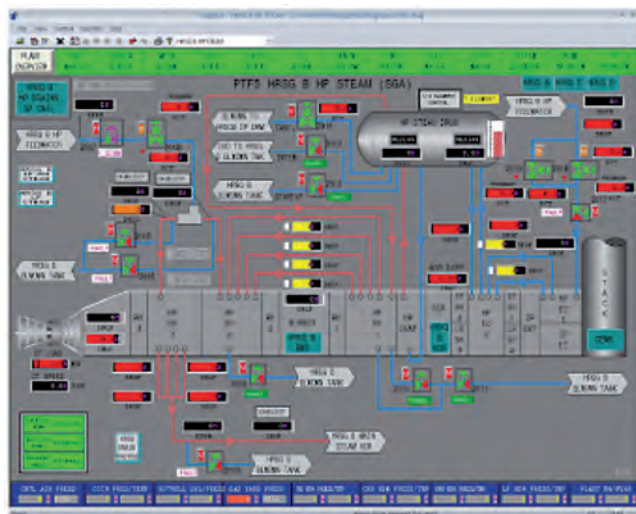
Schemat sterowania, wpisany do kontrolera, może być wywołany w postaci działającego schematu sygnałowego (rys. 7). Funkcja ta umożliwia strojenie pracującego systemu sterowania w czasie rzeczywistym. Strojenie polega na zmianie wybranych parametrów w algorytmach.



Rys. 7. Przykład diagramu sygnałowego, wykorzystywanego do sterowania podczas pracy

Obsługa operatorska systemu sterowania

Systemy sterowania, choć są w znacznym stopniu zautomatyzowane, umożliwiają ingerencję ludzką, która w wielu przypadkach jest konieczna. W celu ułatwienia śledzenia przebiegu procesu przygotowywane są tzw. grafiki procesowe wyświetlane dla operatora na monitorze komputerowej stacji roboczej (rys. 8). Grafika procesowa jest rysunkiem, obrazowo ilustrującym przebieg procesu, na którym umieszczono przyciski (aktywne na kliknięcia myszy) do zmiany parametrów. Na grafikach pokazywane są rzeczywiste wartości zmiennych procesowych zarówno w postaci liczbowej jak i w postaci zmieniających się obrazów. Komputer przeznaczony do pracy operatora zawiera grupę narzędzi ułatwiających monitorowanie i sterowanie procesem. Poza grafikami można wyświetlić przebieg zmienności wartości punktów (trend) oraz szczegółową informację o punktach. Jeżeli dla wybranych punktów ustalone zostały wartości lub stany dopuszczalne to przekroczenie tych stanów będzie sygnalizowane przez narzędzie alarmy (rys. 9). Sposób



Rys. 8. Przykład grafiki wykorzystywanej do sterowania procesem

sygnalizacji alarmu zależy od nadanego priorytetu i stopnia przekroczenia wartości granicznej. Możliwe jest również przeglądanie lub drukowanie w formie raportu wartości punktów lub informacji o funkcjonowaniu systemu z dowolnego zakresu w przeszłości (po wcześniejszym skonfigurowaniu zbierania danych historycznych i zapewnieniu odpowiedniej pamięci). Dane historyczne mogą być archiwizowane na dyskach DVD RAM.

Date	Alarm...	Name	Description	Value	Li...	Incr...
5/16/2012 3:...	HIGH1	TANK101LEVEL	System 101 Simul...	1 - 16.0	F...	1... 0.0
5/16/2012 3:...	HIGH1	FAZA_A	Main power	8 - 134.835	F...	1... 10...
5/16/2012 3:...	HIGH1	TANK101LEV...	System 101 Simul...	1 - 16.26	F...	1... 0.00
5/16/2012 3:...	HIGH1	TANK101LEV...	System 101 Simul...	1 - 16.42	F...	1... 0.00
5/16/2012 3:...	RET	TANK101LO...	System 101 Simul...	1 - FALSE 0		
5/16/2012 3:...	HIGH3	GB_AO1		3 - 75.000	F...	7... 5...
5/16/2012 3:...	LOW4	FAZA_B	main power switch	1 - -323.768	F...	-1... 0...
5/16/2012 3:...	RET	PUMP101STA...	System 101 Simul...	1 - TRUE 1		
5/16/2012 3:...	RET	TANK101HIG...	System 101 Simul...	1 - FALSE 0		
5/16/2012 3:...	RET	FAZA_C	UPS operation	1 - 188.899		
5/16/2012 10:...	ALARM	DROP201	Database SVR	1 - FA#...		
5/16/2012 10:...	LOW2	TANK201LEV...	System 201 Simul...	1 A 5.158	F...	6... 0...
5/16/2012 10:...	LOW2	TANK201LEVEL	System 201 Simul...	1 A 5.078	F...	6... 0...
5/16/2012 10:...	LOW2	TANK201LEV...	System 201 Simul...	1 A 5.000	F...	6... 0...
5/16/2012 10:...	LOW1	PA201	1st Plot on Panel	1 - 0.000	F...	2... 0...
5/16/2012 10:...	LOW1	TANK201LE...	TANK 201 SIMUL...	1 A 5.27	F...	8... 0.00
5/16/2012 10:...	LOW1	TANK201LE...	TANK 201 SIMUL...	1 A 5.16	F...	8... 0.00
5/16/2012 10:...	LOW1	TANK201LE...	TANK 201 SIMUL...	1 A 5.00	F...	8... 0.00
5/16/2012 10:...	LOW1	TANK201LE...	TANK 201 SIMUL...	1 A 5.263	F...	8... 0...

Rys. 9. Ilustracja powiadomień o przekroczeniach dopuszczalnych wartości i powrotach do stanu normalnego (alarmy)

Zarządzanie mocą bierną i sterowanie napięciami może być łatwo zintegrowane z innymi funkcjami operatora sieci.

Stacja operatorska może również umożliwiać symulacje przyszłych stanów w sieci. Na podstawie aktualnych, rzeczywistych pomiarów można sprawdzić, co stanie się np. po wyłączeniu jednej z linii.

Zarządzanie systemem sterowania

Rozproszony system sterowania Ovation jest systemem otwartym, umożliwiającym instalowanie różnych typów urządzeń. Użytkownik może we własnym zakresie modyfikować i przygotowywać schematy sterowania, grafiki procesowe jak również podłączać kontrolery, karty wejść/wyjść i urządzenia zewnętrzne. Czynności wykonywane w systemie Ovation mogą być podzielone na trzy charakterystyczne zakresy: operatorski (sterowanie systemem), inżynierski (modyfikowanie i rozbudowa sterowania) i administracyjny (zarządzanie informatyczne). Dla każdej z tych grup przydzielane są uprawnienia do wykonywania określonych czynności. Komputery, w rozproszonym systemie sterowania Ovation, tworzą sieć domenową zarządzaną na ogół programem Windows Server 2008. Komputerowe stacje robocze mogą być umieszczone w dowolnym miejscu sieci systemu Ovation, choć zazwyczaj wszystkie umieszczane są w jednej nastawni. Istnieje możliwość skonfigurowania szyfrowanego połączenia sieci obiektowej przez publiczny Internet do wybranego komputera w dowolnym miejscu na świecie i uzyskiwania zdalnego dostępu do określonych funkcji. Połączenia sieci Ethernet między kontrolerami, swichami i stacjami roboczymi wykonywane są przewodami miedzianymi (tzw. skrętka) przy odległościach do 100 m i przewodami światłowodowymi przy większych odległościach.

Efekty zastosowania rozproszonego systemu sterowania

Zapewnienie odpowiednich poziomów napięć i stabilności napięciowej jest obok bilansowania mocy czynnej jednym z najważniejszych zadań operatorów sieci. Złożoność sieci, duża liczba węzłów i nieliniowy charakter odbiorów wymagają zastosowania do analizy i wyznaczania aktualnego i przewidywanego stanu sieci zaawansowanych metod obliczeniowych. Zastosowanie rozproszonego układu sterowania pozwala na równoległe realizowanie obliczeń i wyznaczanie sterujących wartości zadanych na obiekcie, bez konieczności ich przesyłania. Obliczenie rozptyłów mocy i analiza stanu sieci wykonywana tradycyjną metodą na pojedynczym komputerze może trwać kilka godzin. Czas realizacji tych obliczeń według nowego algorytmu w rozproszonym systemie Ovation jest mierzony w milisekundach. Przedstawiony system zapewnia równocześnie możliwość pełnego nadzorowania automatyki przez operatorów. Nowoczesny system rozproszonego sterowania, zaprojektowany dla potrzeb energetyki, jak pracujący w polskich elektrowniach system Ovation doskonale zaspokaja nowe potrzeby inteligentnych sieci przesyłowych i rozdzielczych.

Algorytm sterowania nagrodzony w Stanach Zjednoczonych

Przedstawiony powyżej system sterowania bazuje na wieloletnich pracach badawczych składających się z kilku etapów. W 2010 roku Autor niniejszego artykułu został wyróżniony przyznawaną przez EPRI (Electrical Power Research Institute) nagrodą amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych [11] za wkład w prace nad projektem identyfikacji obszarów zagrożonych niestabilnością napięciową w wyniku przepływów mocy biernej. Projekt był oparty na analizie krzywych nosowych zależności napięcia i mocy biernej. W wyniku kontynuacji prac obliczenia zostały usprawnione i przełożone na realizację w systemie wielokomputerowym.

LITERATURA

- [1] Zhong J., Nobile E., Bose A. Bhattacharya K. „Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, sierpień 2004, s. 1555-1561
- [2] Sobierajski M., Rojewski W., „Badanie stabilności napięciowej sieci przesyłowych”, *Energetyka*, zeszyt tematyczny nr 10, 2007, s. 13-19
- [3] Bourgin F., Testud G., Heilbronn B., Verseille J., „Present practices and trends on the French Power System to prevent voltage collapse”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, sierpień 1993, s. 778-787
- [4] Błajszczak G., Lis R. „Wielokryterialny system do poprawy gospodarki mocą bierną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym”, *Elektroenergetyka (PSE Operator S.A.)*, nr 1, 2009, s. 18-22
- [5] Lis R., Błajszczak G. „Indukcyjne algorytmy optymalizacji środków kompensacji mocy biernej w KSE”, *Acta Energetica*, 2011, s. 56-64.
- [6] Błajszczak G., Lis R., Lis R. „Narzędzia wspomagające zarządzanie mocą bierną w krajowym systemie elektroenergetycznym w horyzoncie długoterminowym” w materiałach konferencji Aktualne Problemy w Elektroenergetyce – APE'09, Jurata, 3– 5 czerwca 2009, tom I, s. 43-51
- [7] Lis R., Błajszczak G. „Zarządzanie mocą bierną w krajowym systemie elektroenergetycznym w horyzoncie długoterminowym”. *Rynek Energii*, nr 1(86), luty 2010, s. 44-49
- [8] Lis R., Błajszczak G. „Analiza gospodarki mocą bierną jako narzędzie dla poprawy bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego”, *Rynek Energii*, nr 6(85), grudzień 2009, s. 32-38
- [9] Błajszczak G. „The Polish Power Grid establish an effective Voltage Control System”, *Transmission & Distribution Magazine*, listopad 2010, s. 32-36
- [10] Lis R., Błajszczak G. „A novel methodology to identify critical Voltage Control Areas”, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 2, luty 2012, s. 212-217
- [11] Wasiluk-Hassa M. „Wdrożenie w amerykańskim przesyśle. Grzegorz Błajszczak nagrodzony w USA”, *Biuletyn PSE Operator*, marzec 2010, s. 11-12



Pod patronatem



II Smart Communications & Technology Forum

27 September 2012
Hilton Hotel Gdańsk

Kontakt z Organizatorem:

Center for Business Education
ul. Chmielna 35 / 200, 00-021 Warszawa
tel/fax. +48 22 82 77 123
e-mail: biuro@cbepolska.pl
web: www.cbepolska.pl