

Nowe algorytmy regulacji napięcia i mocy biernej stosowane w układach ARNE/ARST dla autotransformatorów pracujących w przyelektrownianych stacjach elektroenergetycznych najwyższych napięć. Część 2. Kryteria regulacji A i R.

Streszczenie: Największe elektrownie systemowe najczęściej sąsiadują z dużymi stacjami elektroenergetycznymi. Regulacja napięcia na szynach rozdzielni wysokiego napięcia i mocy biernej realizowana jest niezależnie w Układzie Automatycznej Regulacji Napięcia Elektrowni (ARNE) przez zmianę napięcia wyjściowego i mocy biernej generatorów w elektrowni (regulacja pierwotna) oraz w Układzie Automatycznej Regulacji Napięcia i Mocy Biernej Autotransformatorów (ARST) przez sterowanie podobciążeniowymi przełącznikami ich zaczepek w przesyłowej stacji elektroenergetycznej (regulacja wtórna). W artykule zaprezentowano dwa nowe algorytmy (zaktualizowane kryterium A oraz nowe kryterium R) regulacji transformatorowej, optymalizujące regulację napięcia i redukujące zbędne przepływy mocy biernej, ostatecznie zwiększając stabilność i wydajność systemu elektroenergetycznego.

Abstract: The main system power plants are often localized near to main power stations. Voltage on HV busses and reactive power regulation is realized independently in Automatic Voltage Control System (ARNE) by change output voltage and reactive power of generators in the power plant (primary regulation) and in Automatic Voltage and Reactive Power Control System (ARST) by on-load taps change of HV autotransformers in transmission power station (secondary regulation). The article presents two new algorithms (updated A mode and new R mode) of autotransformer regulation optimizing voltage regulation and reducing needless flows of reactive power, finally increasing power network stability and efficiency. (New algorithms of voltage and reactive power regulation using in Automatic Voltage and Reactive Power Control Systems for autotransformers installed in transmission HV power stations localized near to main power plants. Part 2. A mode and R mode of regulation.)

Słowa kluczowe: napięcie, moc bierna, regulacja, sieć przesyłowa.

Keywords: voltage, reactive power, regulation, transmission grid.

Wstęp.

Największe elektrownie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) sąsiadują w bezpośredniej bliskości ze stacjami elektroenergetycznymi najwyższych napięć. Moc z generatorów wyprowadzana jest do systemów szyn rozdzielni o różnych poziomach napięć połączonych pomiędzy sobą autotransformatorami sprzęgającymi. Generatory w elektrowni i autotransformatory w stacji mają zapewnić utrzymanie napięć w wymaganych granicach i dostarczenie potrzebnej mocy do wszystkich rozdzielni.

Układy regulacji ARST/ARNE (ARNE - Automatyczna Regulacja Napięć Elektrowni; ARST – Automatyczna Regulacja Stacji Transformatorowej) łączą w sobie funkcje utrzymywania zadanych wartości napięć na systemach 400 kV, 220 kV i 110 kV, wyrównywania mocy biernych generatorów pracujących na połączone systemy szyn, a także regulacji przepływu mocy przez autotransformatory pomiędzy rozdzielniami. Opracowane w Zakładzie Automatyki Systemów Elektroenergetycznych Gdańskiego Oddziału Instytutu Energetyki układy ARST/ARNE najnowszej generacji, a w zasadzie ich część obejmująca regulację autotransformatorów, wyposażona została w szereg algorytmów umożliwiających elastyczne prowadzenie regulacji przekładni wg wybranego kryterium (Z, D, G lub Q), oraz nowe kryteria A i R. Zapewniają one optymalną współpracę regulacji generatorowej i transformatorowej oraz spełnienie wymagań ruchowych stosownie do aktualnej sytuacji w KSE i zostaną przybliżone w dalszej części artykułu.

Typowy węzeł energetyczny i główne cele regulacji.

Architekturę typowego węzła energetycznego z punktu widzenia idei prowadzenia regulacji napięcia i mocy biernej przedstawiono na rysunku 1. Do rozdzielni na różnych poziomach napięć dołączone są najczęściej jeden lub więcej generatorów objętych regulacją ARNE. Pomiedzy systemami szyn o różnym poziomie napięcia włączone są jeden lub więcej autotransformatorów pracujących

indywidualnie lub równolegle w regulacji ARST. Na ekranie metodą kolorowania linii prezentowane są ideowo aktualne połączenia generatorów i transformatorów do poszczególnych systemów szyn. Przy poszczególnych systemach widać aktualne napięcia mierzone (na białym tle), napięcia zadane i zadane nachylenie charakterystyki regulacji DU (na czarnym tle). W prowadzeniu regulacji wartości te dla połączonych systemów szyn są ujednoczniane, aby uniknąć rozbieżności pomiędzy wartościami wielkości regulowanych przez poszczególne obiekty (poszczególne regulatory), oscylacji oraz pasożytniczych przepływów mocy biernej. Transformator sprzęgający AT1 posiada dodatkowo uwidocznione wartości mierzone i zadane numeru zaczepek oraz przepływającej przezeń mocy biernej Q.

Głównymi celami prowadzonej regulacji automatycznej dla tego rodzaju węzłów są:

- regulacja i utrzymywanie na możliwie bezpiecznym poziomie napięć rozdzielni NN i WN,
- ograniczanie strat w elektroenergetycznej sieci przesyłowej związanych z przepływem mocy biernej,
- optymalizacja punktu pracy regulowanych jednostek wytwórczych przyłączonych do węzła pod względem efektywności energetycznej oraz wg aktualnych potrzeb ruchowych.

Regulacja generatorowa i transformatorowa.

Do realizacji powyższych celów najszerzej wykorzystuje się:

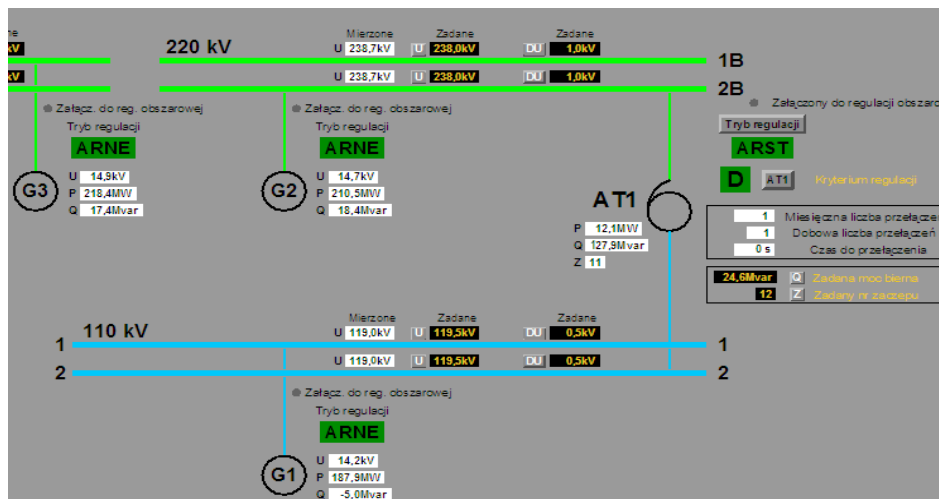
- regulację mocy biernej wytwarzanej lub pobieranej przez generatory w elektrowni,
- regulację przekładni transformatorów blokowych generatorów,
- regulację przekładni transformatorów Q 400 kV, 220 kV, i 110 kV w stacji elektroenergetycznej.

Należy przy tym zauważyć, że regulacja mocy biernej generatorów wpływa przede wszystkim na napięcie rozdzielni, do której są one przyłączone (w mniejszym stopniu na napięcia sprzężonych rozdzielni czy na przepływ

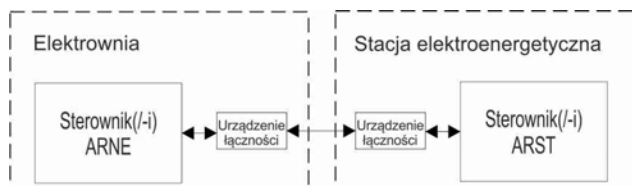
mocy biernej przez transformator), a regulacja przekładni transformatora sprzęgającego wpływa bezpośrednio na napięcia rozdzielni po obu jego stronach oraz na przepływ mocy biernej przez tenże transformator.

Generatory i urządzenia z nimi związane pozostają w administracji (także własności) elektrowni, a rozdzielnie z transformatorami i urządzeniami związanymi w administracji operatora systemu przesyłowego (PSE). Taki podział implikuje konieczność fizycznego rozdzielania automatyki obejmującej część wytwórczą (ARNE) tj. generatory, od automatyki sterującej transformatorami w stacji

elektroenergetycznej (rysunek 2.). Z drugiej jednak strony faktyczne oddziaływanie na wspólne szyny, względy funkcjonalne i ciągle udoskonalanie automatyk, wymuszają zacieśnianie ich współpracy przez coraz szerszą wzajemną wymianę informacji. Pozwala ona na rozwijanie funkcjonalności regulacyjnych i optymalizowanie algorytmów obejmujących węzeł energetyczny całościowo, choć nadal utrzymywana zostaje podstawowa funkcjonalność pracy samodzielnej w przypadku np. błędów komunikacji.



Rys. 1. Zrzut ekranu regulacji dla przykładowego węzła



Rys. 2. Typowe połączenie automatyk ARST i ARNE

Regulacja generatorowa utrzymuje napięcie na szynach rozdzielni wg wartości zadanej w obszarze określonym szerokością strefy nieczułości regulacji napięcia ε , a jej szybkość działania $\Delta Q_g/\Delta t$ wynosi zależnie od wykonania ok. 2-10 Mvar/s, więc jest znacznie większa od szybkości regulacji transformatorowej przebiegającej wg charakterystyki zależnej (od modułu różnicy wartości zadanej i mierzonej $|U_z - U_p|$) z szybkością $\Delta Q/\Delta t$ dochodzącą maksymalnie do ok. 40 Mvar/min. Nie zawsze jednak zakres generowanej mocy biernej generatorów jest wystarczający dla osiągnięcia napięcia zadanego. Wówczas autotransformator pracujący w kryterium regulacji tegoż napięcia (np. D) również zmienia swoją przekładnię (i przepływającą moc bierną) tak, aby pomóc w jego utrzymaniu. W takim jednak przypadku dzieje się to kosztem ubocznego ubytku albo przyrostu mocy biernej po drugiej stronie transformatora, co może prowadzić do nadmiernego spadku bądź wzrostu napięcia w rozdzielni po drugiej stronie, oraz wzrostu strat przesyłu.

Z punktu widzenia regulacji transformatorowej napięcia prowadzonej na szynach rozdzielni z dołączonymi generatorami pracującymi w regulacji ARNE, wyróżnić można dwie zasadnicze grupy przypadków ze względu na obserwowany efekt napięciowy:

a) Do osiągnięcia napięcia zadanego na szynach wystarczająca jest moc generatorów, tj.

$$Q_{gMin} \ll Q_g \ll Q_{gMax}$$

Wówczas napięcie utrzymywane jest wskutek zmiany punktu pracy generatorów (zmiany generacji mocy biernej w dostępnym zakresie) i nie następuje regulacja za pomocą zmiany przekładni transformatora ($I-\delta$ ów).

b) Do osiągnięcia napięcia zadanego na szynach nie jest wystarczająca moc dołączonych generatorów (wcześniej osiągnęły one moc graniczną),

$$Q_g \approx Q_{gMin} \text{ lub } Q_g \approx Q_{gMax}$$

i do dalszej zmiany napięcia konieczna jest zmiana przekładni transformatora. Regulacja taka nastąpi tylko w przypadku, gdy transformator pracuje w kryterium regulacji obejmującym właśnie to napięcie. Regulację transformatorową w kryteriach Z, D, G i Q opisano szerzej w części 1 artykułu.

Sytuacja z punktu b) ma miejsce wówczas, gdy moc generatora ($I-\delta$ ów) jest względnie mała wobec mocy w systemie (tzw. system sztywny). Częste i przebiegające w szerokim zakresie zmiany mocy biernej generatora wywołują niewielki efekt napięciowy, a prowadzą do często powtarzającego się przechodzenia poziomu generowanej mocy biernej z jednego punktu krańcowego do przeciwnego. Jednym z mechanizmów poprawiających przebieg regulacji napięcia za pomocą generatorów jest dodatkowe uzależnienie żądanego poziomu napięcia od aktualnie generowanej mocy biernej Q_g , wprowadzając zadane nachylenie charakterystyki regulacji DU , które ma na celu zwiększenie odchyłki dU/dQ_g . Regulacja generatorowa zapewnia przy tym równomierne rozłożenie obciążenia generatorów (proporcjonalnie do indywidualnych zakresów mocy biernej) pracujących na połączone systemy szyn, co m.in. ogranicza skutki napięciowe i prądowe towarzyszące np. czynnościom łączeniowym w stacji.

W powyższym kontekście przyjrzymy się sytuacji przedstawionej na rysunku 1. Generator G1 pracujący w regulacji automatycznej ARNE na rozdzielni 110 kV pozostaje w zakresie regulacyjnym i w takim punkcie

generacji mocy biernej, że napięcie zadane na szynach jest dotrzymane (w strefie nieczułości regulacji napięcia $\varepsilon_D = 0,5$ kV). Analogicznie dotrzymane pozostaje napięcie rozdzielni 220 kV (w strefie nieczułości regulacji napięcia $\varepsilon_G = 1,0$ kV) przez generatory G2 i G3 pracujące na wspólne szyny, przy zachowanym równomiernym obciążeniu obu generatorów. Autotransformator AT1 pracujący w kryterium D (regulacja napięcia dolnego, tu: 110 kV) pozostaje na zaciepie nr 11, tj. w strefie środkowej przekładni. W kryterium D nie istotna dla regulacji transformatorowej jest zadana moc bierna AT1. Obie automatyki (regulacji generatorowej i transformatorowej) zadziałały prawidłowo, doprowadzając do uzyskania żądanych napięć na rozdzielniach. Zauważmy wszakże, że moc bierna G1 znajduje się w pobliżu minimalnego krańca zakresu regulacji, generator pracuje z małym prądem wzbudzenia (a więc i mniejszą stabilnością), a to w przypadku dalszego wzrostu napięcia na rozdzielni 110 kV np. wskutek zmniejszenia obciążenia, uniemożliwi szybką reakcję ze strony regulacji generatorowej (wyczerpany zakres), wymuszając po znacznie dłuższym czasie zadziałanie regulacji transformatorem AT1 (zmianę zaczeptu). Większy dalszy wzrost napięcia 110 kV może skutkować zmianą przekładni AT1 o kilka zaczeptów, co w konsekwencji może doprowadzić do wtórnego wzrostu napięcia w rozdzielni 220 kV. Analogiczny mechanizm zadziała również w drugą stronę, tj. w sytuacji symetrycznej przy zaniżonym napięciu i mocy G1 bliskiej maksymalnej.

Przez AT1 z rozdzielni 220 kV do rozdzielni 110 kV przepływa 127,9 Mvar mocy biernej, która od razu częściowo pobierana jest przez G1. Niewielka część tej mocy (35 Mvar) wytwarzana jest w G2 i G3, pozostała pobierana jest liniami dołączonymi do rozdzielni 220 kV. Taki stan powoduje znaczne straty przepływu mocy biernej i pogarsza efektywność wykorzystania infrastruktury energetycznej.

W najnowszych algorytmach regulacji transformatorowej (opisanych w dalszej części), tj. w kryteriach A i R, możliwa jest w takiej sytuacji (przez odpowiednie sterowanie wartościami zadanymi bądź w pełni automatycznie przez poszczególne funkcje regulatora) zmiana punktów pracy generatorów i transformatora, a zatem i rozpliwów mocy biernej w taki sposób, aby poprawić gotowość automatyki regulacyjnej na zmniejszone lub zwiększone zapotrzebowanie na moc bierną w którejkolwiek rozdzielni (zwiększenie bezpieczeństwa KSE), a także aby zmniejszyć straty przepływu mocy biernej i zrationalizować wykorzystanie infrastruktury.

Regulacja transformatorowa w kryteriach A i R.

Prowadzone analizy, badania i opisane powyżej praktyczne aspekty regulacji napięcia i mocy biernej stały się przyczynkiem do próby skorelowania napięć po obu stronach autotransformatora (U_d i U_g) oraz punktów pracy zespołów generatorów pracujących po obu jego stronach. Należy jednak uwzględnić, że nowy układ rozpliwów mocy biernej (a zatem i nowy rozkład napięć) powinien:

- być osiągnąć możliwie szybko (głównie za pomocą regulacji generatorowej),
- być realizowany z uwzględnieniem priorytetów wielkości regulowanych,
- być osiągnąć za pomocą możliwie małej liczby przełączeń zaczeptów autotransformatorów,
- wyznaczać tak punkty pracy, aby zapewnić gotowość do optymalnej regulacji w kolejnym kroku.

Przyjęto szereg założeń dla regulacji transformatorowej w układach ARST/ARNE. Poniżej przedstawiono najważniejsze z nich:

- będzie zapewniać regulację wszystkich wielkości dotyczących transformatora, tj. napięcia dolnego (U_d), napięcia górnego (U_g) i przepływającej mocy biernej (Q_t),

- będzie przebiegać wg jednolitego algorytmu niezależnie od ilości dołączonych generatorów, tj. z każdą ich ilością, w tym bez żadnego generatora, oraz dla każdej ilości transformatorów pracujących równolegle,

- w przypadku rozbieżności efektów regulacyjnych w napięciach po obu stronach, napięcie strony niższej transformatora (U_d) jako napięcie zasilania w stronę odbiorców będzie miało najwyższy priorytet; potem kolejno napięcie strony wyższej (U_g) i moc bierna przepływająca przez AT,

- będzie uwzględniać aktualnie deklarowane zakresy regulacyjne mocy biernej generatorów, tj. te mieszczące się wewnątrz obszaru zadziałania ograniczników generatorów (OPS, OKM, OPW) oraz narzucone ruchowo bądź technologicznie (k_{Qmin}, k_{Qmax}),

- będzie zawierać predykcyjne funkcje ochrony przed oscylacjami, działające np. w sytuacji zamiaru zmiany przekładni transformatora w kierunku podwyższenia napięcia dolnego, które jednocześnie zaniżyło by na tyle napięcie górne, że w kolejnym kroku układ musiałby zmienić przekładnię w drugą stronę itp.

- będzie uwzględniać interakcje między regulatorami, np. w sytuacji, gdy żądana (wynikająca z rozkładu względnych obciążeń generatorów) zmiana przekładni transformatora, spowoduje w dalszej kolejności zmiany napięć w rozdzielniach po obu jego stronach, a w konsekwencji może również zmienić punkty pracy generatorów i tym samym rozkład ich obciążeń,

Regulacja w kryterium A.

Ten rodzaj regulacji został szeroko opisany w 1-iej części artykułu, łącznie z opisem rozwiązań układowych i mechanizmów zapewniających poprawną realizację poszczególnych funkcji. Jednak z upływem czasu od ukazania się tamtego opisu algorytm uległ ewaluacji, głównie na skutek badań i obserwacji wdrożeniowych. Poniżej przytoczone zostaną najważniejsze nowe definicje i zmiany.

Regulacja w kryterium A to najogólniej rzecz ujmując priorytetowa regulacja wartości zadanego napięcia na szynach rozdzielni po obu stronach AT oraz zadanej mocy biernej przepływającej przez AT, z pełnym wykorzystaniem dostępności mocy biernej generowanej przez jednostki wytwórcze przyłączone po obu jego stronach. Priorytetami takiej regulacji są kolejno: dotrzymanie zadanego napięcia strony niższej AT (jak w kryterium D), dotrzymanie zadanego napięcia strony wyższej AT (jak w kryterium G, o ile generatory pracujące w regulacji ARNE nie zbliżą się nadmiernie do krańców zakresów regulacyjnych generowanej mocy biernej), oraz dotrzymanie zadanej mocy biernej Q przepływającej przez AT (również przy zachowaniu w/w warunku dla regulacji generatorowej). Zatem operator ma do dyspozycji możliwość wprowadzania wszystkich wartości zadanego dla automatyki, dających pełną swobodę w kreowaniu rozkładów napięć oraz żądanych rozpliwów mocy biernej w węźle.

Możliwe są zasadniczo trzy sytuacje (oraz ich kombinacje) wymuszające działanie ze strony regulatorów:

- napięcie strony niższej poza strefą nieczułości regulacji ε_D ,
- napięcie strony wyższej poza strefą nieczułości regulacji ε_G ,
- moc bierna transformatora poza strefą nieczułości regulacji ε_Q ,

Jeżeli napięcie strony niższej transformatora odbiega od wartości zadanej o więcej niż ε_D , tzn. dopóki

$$|U_{Dzad} - U_{Dpom}| > \varepsilon_D$$

gdzie: U_{Dzad} – napięcie zadane strony niższej (D), U_{Dpom} – aktualne napięcie mierzone strony niższej (D), ε_D – dopuszczalna trwale odchyłka napięcia strony niższej (D),

to następuje regulacja mocą bierną przyłączonych generatorów. Jeżeli zakres mocy generatorów okaże się niewystarczający, to nastąpi sterowanie na zmianę zacze- pów przyłączonego(-nych) transformatora(-ów) o ile spełniony jest przynajmniej jeden z poniższych warunków:

- wprowadzone zaburzenie napięcia po stronie wyższej transformatora zostanie skompensowane zmianą mocy biernej dołączonych tam generatorów,
- napięcie po stronie wyższej transformatora nie znajduje się w strefie bliskiej wartości progowej blokady nad- lub podnapięciowej,
- napięcie strony niższej znajduje się w pobliżu wartości progowej blokady nad- lub podnapięciowej.

Powyższe warunki sprowadzić można do matematycznego zapisu odpowiednio:

- dla napięcia za niskiego, tj.

$$U_{Dpom} < U_{Dzad} - \varepsilon_D$$

będą to warunki:

$$\begin{aligned} Q_{Gsum} < Q_{GsumMax} & \quad \text{lub} \\ U_{Gpom} - U_{GMin} > k \cdot \varepsilon_G & \quad \text{lub} \\ U_{Dpom} - U_{DMin} < \varepsilon_D & \end{aligned}$$

gdzie: Q_{Gsum} – suma mocy biernej generatorów przyłączonych po stronie wyższej (G); $Q_{GsumMax}$ – maksymalna osiągalna moc bierna generatorów przyłączonych po stronie wyższej (G); U_{Gpom} – aktualne napięcie mierzone strony wyższej (G); U_{GMin} – napięcie blokady podnapięciowej strony wyższej (G); U_{DMin} – napięcie blokady podnapięciowej strony niższej (D); ε_G – dopuszczalna trwale odchyłka napięcia strony wyższej (G); k – współczynnik korekcyjny strefy nieczułości regulacji; - dla napięcia za wysokiego, tj.

$$U_{Dpom} > U_{Dzad} + \varepsilon_D$$

będą to warunki:

$$\begin{aligned} Q_{Gsum} > Q_{GsumMin} & \quad \text{lub} \\ U_{GMax} - U_{Gpom} > k \cdot \varepsilon_G & \quad \text{lub} \\ U_{DMax} - U_{Dpom} < \varepsilon_D & \end{aligned}$$

gdzie: $Q_{GsumMin}$ – minimalna osiągalna moc bierna generatorów przyłączonych po stronie wyższej (G); U_{GMax} – napięcie blokady nadnapięciowej strony wyższej (G); U_{DMax} – napięcie blokady nadnapięciowej strony niższej (D); ε_G – dopuszczalna trwale odchyłka napięcia strony wyższej (G); k – współczynnik korekcyjny strefy nieczułości regulacji,

Analogicznie, choć nie dokładnie symetrycznie, można prowadzić regulację w przypadku, gdy napięcie strony wyższej transformatora odbiega od wartości zadanej o więcej niż ε_G , tzn. dopóki

$$|U_{Gzad} - U_{Gpom}| > \varepsilon_G$$

gdzie: U_{Gzad} – napięcie zadane strony wyższej (G), to następuje regulacja mocą bierną przyłączonych generatorów. Jeżeli zakres mocy generatorów okaże się niewystarczający, to nastąpi sterowanie na zmianę zacze- pów przyłączonego(-nych) transformatora(-ów) o ile dotrzymane jest napięcie strony niższej transformatora oraz spełniony jest przynajmniej jeden z poniższych warunków:

- wprowadzone zaburzenie napięcia po stronie niższej transformatora zostanie skompensowane zmianą mocy biernej dołączonych tam generatorów,
- napięcie strony wyższej znajduje się w pobliżu wartości progowej blokady nad- lub podnapięciowej i jednocześnie napięcie po stronie niższej transformatora nie znajduje się w strefie bliskiej wartości progowej blokady nad- lub podnapięciowej,

Powyższe warunki sprowadzić można do matematycznego zapisu odpowiednio:

- dla napięcia za niskiego, tj.

$$U_{Dpom} < U_{Dzad} - \varepsilon_D$$

będą to warunki:

$$\begin{aligned} Q_{Dsum} < Q_{DsumMax} & \quad \text{lub} \\ U_{Gpom} - U_{GMin} < \varepsilon_G & \quad \text{oraz} \quad U_{Dpom} - U_{DMin} > l \cdot \varepsilon_D \end{aligned}$$

Gdzie: Q_{Dsum} – suma mocy biernej generatorów przyłączonych po stronie niższej (D); $Q_{DsumMax}$ – maksymalna osiągalna moc bierna generatorów przyłączonych po stronie niższej (D); l – współczynnik korekcyjny strefy nieczułości regulacji,

- dla napięcia za wysokiego, tj.

$$U_{Gpom} > U_{Gzad} + \varepsilon_G$$

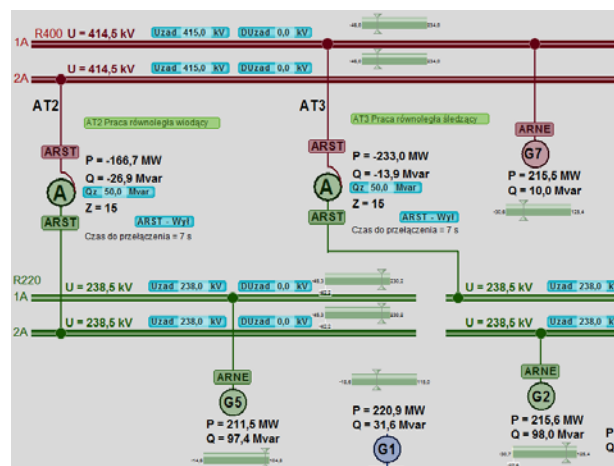
będą to warunki:

$$\begin{aligned} Q_{Dsum} > Q_{DsumMin} & \quad \text{lub} \\ U_{GMax} - U_{Gpom} < \varepsilon_G & \quad \text{oraz} \quad U_{DMax} - U_{Dpom} > l \cdot \varepsilon_D \end{aligned}$$

gdzie: $Q_{DsumMin}$ – minimalna osiągalna moc bierna generatorów przyłączonych po stronie niższej (D); U_{GMax} – napięcie blokady nadnapięciowej strony wyższej (G); U_{DMax} – napięcie blokady nadnapięciowej strony niższej (D); ε_G – dopuszczalna trwale odchyłka napięcia strony wyższej (G); k – współczynnik korekcyjny strefy nieczułości regulacji,

Przyglądając się bliżej powyższym warunkom można zauważyć, że regulacja napięcia strony wyższej za pomocą zmiany przekładni transformatora przy braku możliwości regulacyjnych mocy biernej w generatorach po stronie niższego napięcia (na skutek osiągnięcia kresu regulacji, wyłączenia z regulacji automatycznej bądź odstawienia generatora z pracy) nie może zachodzić, gdyż w efekcie prowadzić będzie do odchylenia napięcia strony niższej poza strefę nieczułości regulacji, wywołując w konsekwencji konieczność jego regulowania za pomocą zmiany przekładni transformatora w drugą stronę, a więc końcowo do powstania oscylacji w przełączaniu zacze- pów.

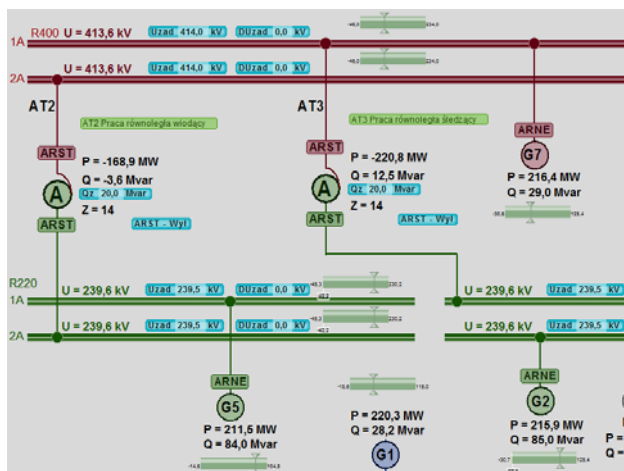
Przy zastosowaniu powyższych warunków, z uwzględnieniem warunków dodatkowych, których omówienie wykracza swoim charakterem i objętością poza limity przyjęte dla niniejszej publikacji, spełnione są przedstawione wcześniej założenia dla regulacji transformatorowej. Przykład typowej sytuacji.



Rys. 3. Wykorzystanie możliwości regulacyjnych w kryterium A

Napięcia zadane na szynach obu rozdzielni 400,0 kV i 220,0 kV są dotrzymane (w strefach nieczułości regulacji). Generatory G2 a szczególnie G5 pracują już z mocą bierną bliską maksymalnej, podczas gdy generator G7 pracuje ze stosunkowo niewielką mocą, a przez pracujące równolegle transformatory AT2 i AT3 moc przesyłana jest z rozdzielni 220 kV (gdzie raczej brakuje mocy biernej) do rozdzielni 400 kV, gdzie pozostają większe rezerwy generacyjne. Operator po dokonaniu wzrokowej oceny rozpiływów ustawił zadaną wartość mocy biernej transformatorów na 50 Mvar.

Po odmierzeniu odpowiedniego czasu (wg zadanych charakterystyk czasowych) układ ARST/ARNE dokonał zmiany zaczeń obu transformatorów, wskutek czego zmieniły się napięcia na rozdzielniach, a generatory po wykonaniu doregulowania osiągnęły nowy poziom generacji mocy biernej. Stan ustalony przedstawia zrzut ekranu na rys. 4.



Rys. 4. Stan ustalony po zmianie zaczeń w kryterium A

Regulacja w kryterium R.

Przedstawiona powyżej idea regulacji w kryterium A daje operatorowi pełną swobodę w kształtowaniu rozkładu napięć na rozdzielniach i rozpyłow mocy biernej stosownie do aktualnego lub przewidywanego zapotrzebowania na moc bierną oraz wg założonych pożądanych poziomów napięć niczym używanie 6-biegowej manualnej skrzyni biegów w samochodzie. W praktyce ruchowej obserwujemy, że rozpyły mocy biernej (a wraz z nimi napięcia) w sposób istotny zmieniają się kilka, a nawet kilkanaście razy na dobę, zmuszając operatora do częstej ingerencji w wartości zadane. Kwestia ta jest szczególnie uciążliwa w okresach zmniejszonej obsługi personalnej służb ruchu.

U źródła opracowania algorytmów regulacyjnych w kryterium R była idea znalezienia sposobu na zautomatyzowanie procesu utrzymywania napięć na rozdzielniach i utrzymywania w pewnym stopniu zbliżonych względnych obciążeń generacji po obu stronach transformatora, aby nie dopuszczać np. do sytuacji, gdy po jednej stronie transformatora generatory pracują już na jednym skraju zakresu regulacyjnego, a po drugiej stronie transformatora mają duży zapas albo wręcz pracują przy przeciwnym skraju zakresu.

Z definicji kryterium regulacji R to optymalnie równomierne wykorzystanie zakresów regulacji generatorowej oraz regulacji transformatorowej dla utrzymywania napięć i rozpyłow mocy biernej. W tym kryterium operator podaje wartości zadane napięć na rozdzielniach, natomiast zadana moc bierna transformatora wyliczana jest przez algorytm (podobnie jak przełożenie w automatycznej skrzyni biegów w samochodzie). Podstawowymi zadaniami regulacji w kryterium R są:

- utrzymywanie napięć na rozdzielniach na zadanym poziomie,
- takie sterowanie przekładnią transformatora sprzęgającego za pomocą automatycznej regulacji przepływającej przezeń mocy biernej, aby na każdej z rozdzielni utrzymywać odstęp (zdefiniowany parametr nazwany marginesem Q_{margin}) aktualnej względnej sumarycznej generacji mocy biernej pracujących generatorów od obu krańców jej zakresu, np.: dla krańca mocy maksymalnej generatorów po stronie napięcia górnego (G):

$$Q_{GMax} - Q_{GSum} > Q_{Gmargin}$$

c) przy spełnieniu warunku z pkt. b) takie sterowanie przekładnią transformatora sprzęgającego za pomocą regulacji przepływającej przezeń mocy biernej, aby zminimalizować straty przepływu mocy biernej przez transformator.

Realizacja powyższych zadań pozwoli na:

- zautomatyzowane niwelowanie niedostatków mocy biernej po jednej stronie transformatora (wyczerpany zakres regulacyjny generatorów) dodatkowym przepływem przez transformator z rozdzielni po drugiej jego stronie (warunkowany dostępną odpowiednią ilością mocy w pracujących tam generatorach), chroniąc przez zbyt dużymi odchyleniami napięcia,

- automatyczne dociągnięcie rozdzielni z nadwyżką mocy biernej (o zbyt wysokim napięciu przy generatorach pracujących już z maksymalną mocą pojemnościową) przez zwiększanie odpływu mocy przez transformator, o ile w rozdzielni po drugiej jego stronie, dla zachowania napięcia na niezmiennym poziomie, istnieje możliwość zmniejszenia mocy biernej generatorów,

- utrzymywanie rezerw (marginesów od punktów krańcowych) w zakresach regulacji mocy biernej generatorów na wymaganym ustalonym poziomie dla zwiększenia możliwości szybkiej reakcji (za pomocą dostępnej mocy biernej w szybkiej regulacji generatorowej) na nagły wzrost lub spadek zapotrzebowania na moc bierną w dowolnej rozdzielni, w efekcie dające wzrost bezpieczeństwa napięciowego systemu,

- ograniczenie przepływu mocy biernej i strat nim spowodowanych oraz pozostawienie większej rezerwy możliwości przesyłowych w istniejącej infrastrukturze na wypadek np. lokalnego nagłego zmniejszenia produkcji mocy biernej z powodu wypadnięcia dużego bloku energetycznego.

Przy zastosowaniu takiej idei prowadzenia regulacji uzyskuje się również dodatkowe korzyści:

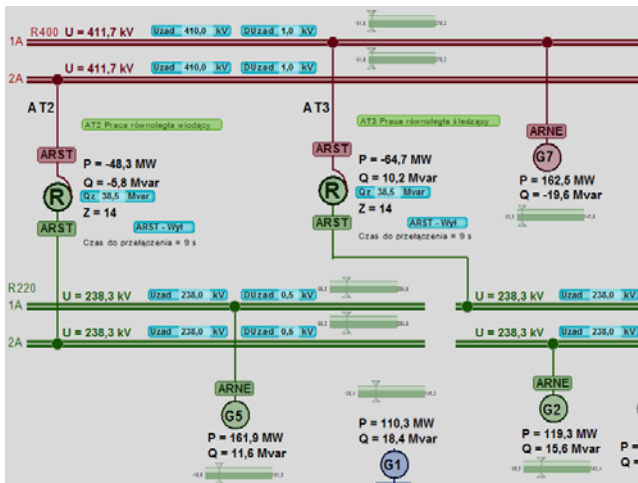
- znacząco zmniejsza się czas pracy generatorów (ograniczony do sytuacji wymuszonej ponadlokalnym niedostatkim mocy biernej) w pobliżu maksymalnej generowanej mocy biernej, gdzie zwiększa się ryzyko awarii z powodu np. przegrzania, a także przyspiesza zużywanie elementów i podzespołów chłodzenia w układach wzbudzenia,

- znacząco zmniejsza się czas pracy generatorów (ograniczony do sytuacji wymuszonej ponadlokalną nadwyżką produkcji mocy biernej) w pobliżu minimalnej generowanej mocy biernej (maksymalnej mocy pojemnościowej), gdzie z powodu pracy z małym prądem wzbudzenia pogarsza się stabilność pracy maszyn i występuje nadmierne nagrzewanie uzwojeń czołowych.

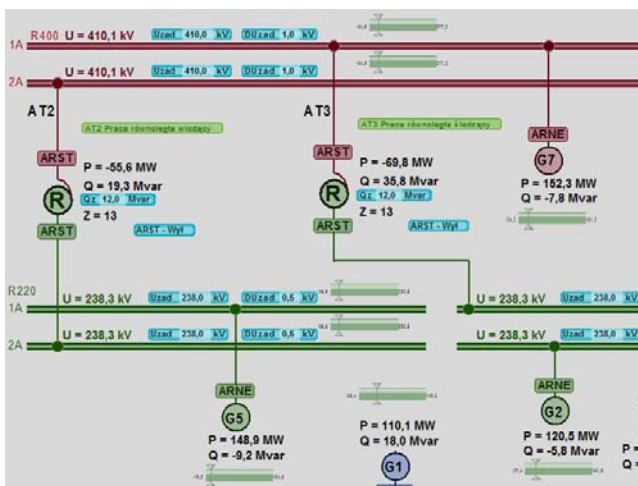
Przykład typowej sytuacji.

Po zregulowaniu wartości napięć na rozdzielniach do ich wartości zadanych (w strefie nieczułości regulacji) ustalili się stan końcowy w którym generatory G2 i G5 pracują z niewielką mocą bierną indukcyjną, a G7 pracuje już z niemalże maksymalną mocą bierną pojemnościową. Stan taki nie pozwala na optymalnie szybką reakcję automatyki regulacyjnej przez dalsze zwiększenie poboru mocy biernej generatora G7 w sytuacji wzrostu napięcia na rozdzielni 400 kV. Jednym z zadań transformatorów pracujących w kryterium R jest utrzymywanie punktu generacji mocy biernej generatorów w odpowiednim odstępem od krańców zakresu (tu: 30 Mvar). Układ ARST/ARNE rozpoznał niemal wyczerpane możliwości regulacyjne G7 w kierunku działania na obniżenie napięcia 400 kV, i po przeanalizowaniu pozostałych okoliczności (istnienie możliwości zmniejszenia generacji w G2 i G5 bez ryzyka nadmiernego zbliżenia się do krańca ich zakresu, pozostawienie napięć obu rozdzielni w strefie nieczułości regulacji po dokonaniu jednostkowej zmiany przekładni transformatorów itp.) zmienia przekładnię transformatorów o jeden zaczeń poprzez zwiększenie wartości zadanej mocy biernej. Zwiększa tym samym prze-

plyw mocy biernej z rozdzielni 400 kV do rozdzielni 220 kV, odciążając generatory G2 i G5, oraz zmniejszając moc pojemnościową G7, tj. odsuwając punkt generacji mocy biernej od krańca zakresu regulacji. W efekcie generatory po obu stronach transformatorów posiadają niewielki, lecz równomierny odstęp od minimalnej generowanej mocy biernej (maksymalnej pojemnościowej), pozwalający na równie szybką i równie głęboką reakcję na zmiany napięcia (zapotrzebowania na moc bierną) na obu rozdzielniach: 400 kV i 220 kV.



Rys. 5. Regulacja w kryterium R



Rys. 6. Regulacja w kryterium R – stan ustalony

W obu kryteriach regulacji (A i R) parametry sterujące pracą regulatorów, w tym strefy nieczułości napięciowe i mocy biernej transformatora, dobierane są w taki sposób, aby ograniczyć dobową i miesięczną ilość przełączeń zaczepek, zapewnić stabilne warunki ich pracy (zapobiegać oscylacjom w każdym układzie i stanie systemu) zwiększyć bezpieczeństwo systemu, poprawić warunki sprzyjające zwiększaniu niezawodności pracy maszyn i urządzeń, oraz zwiększyć efektywność przez minimalizację strat.

Wdrożenia.

Nowe algorytmy regulacji napięcia i mocy biernej układów ARNE/ARST w przyelektrownianych stacjach elektroenergetycznych są od kilku lat wdrażane w kolejnych największych węzłach energetycznych w Polsce. Układy takie (w różnych wersjach ewoluacyjnych) przekazano do eksploatacji m.in.: w SE Połaniec przy Elektrowni Połaniec (w 2011 r.), w SE Łagiszka przy Elektrowni Łagiszka (w 2012 r.), w SE Rogowiec przy Elektrowni Bełchatów (w 2012 r.) w SE Żarnowiec przy ESP Żarnowiec (w 2013 r.), w SE

Krajnik przy El. Dolna Odra (2014 r.), w SE Ostrołęka (2014 r.), oraz w SE Kopanina przy El. Łaziska (2015 r.). Rozwiązania te będą nadal rozwijane i wdrażane w następnych układach regulacji napięcia i mocy biernej projektowanych w Instytucie Energetyki w Gdańsku.

Podsumowanie.

W artykule przybliżono aspekty wielofunkcyjnej regulacji transformatorowej w układach ARST/ARNE, optymalnie wykorzystującej możliwości współpracy z regulacją generatorową. Kryterium regulacji A pozwala na maksymalne wykorzystanie możliwości regulacyjnych przez bezpośrednie wprowadzanie wartości zadanych napięć po obu stronach autotransformatora oraz zadanej mocy biernej przezeń przepływającej, pozwalając całkowicie elastycznie kształtować rozkład napięć i przepływy mocy biernej w przyelektrownianym węzle regulacyjnym. W kryterium regulacji R następuje automatyczne utrzymywanie napięć wg wprowadzonych wartości zadanych i zoptymalizowanie rozplywów mocy biernej w węzle poprzez automatyczną zmianę przekładni autotransformatora dla:

1. zwiększenia bezpieczeństwa napięciowego rozdzielni przez pozostawienie możliwie dużych i równomiernych marginesów mocy biernej generatorów, zwiększając tym samym szybkość reakcji układu na nagłe zwiększenie bądź zmniejszenie zapotrzebowania na moc bierną (zmianę napięcia) w dowolnej rozdzielni,
2. redukcji zbędnego przyplywu mocy biernej przez autotransformator.

Szerokie stosowanie przedstawionych algorytmów regulacyjnych w głównych węzłach KSE zwiększa jego odporność na szybkie i znaczne zmiany zapotrzebowania na moc bierną (np. wskutek wypadnięcia bloku energetycznego dużej mocy) przez pełniejsze wykorzystanie dostępnych jej zasobów, zwiększa bezpieczeństwo napięciowe, poprawia efektywność wykorzystania infrastruktury (autotransformatorów, linii i generatorów), ogranicza wymagane zaangażowanie służb ruchu energetycznego oraz straty spowodowane zbędnym przepływem mocy biernej.

Obecnie rozpoczęto analizę i prace przygotowawcze nad łącznym wykorzystaniem (w automatycznej regulacji węzła) mocy biernej generowanej w elektrowniach konwencjonalnych oraz farmach wiatrowych przyłączanych do wspólnych szyn stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, co będzie zapewne przedmiotem osobnego artykułu.

Autor: mgr inż. Marek Powroźnik, e-mail:

M.Powroznik@ien.gda.pl, Instytut Energetyki O/Gdańsk, Zakład Automatyki Systemów Elektroenergetycznych, ul. M.Reja 27, 80-870 gdańsk.

LITERATURA

- [1] Hellman W., Szczerba Z.: „Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym.” WNT, Warszawa 1978.
- [2] „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0. Akt. 1.05. 2016. P.S.E. Operator S.A.
- [3] Corsi S., The Secondary Voltage Regulation in Italy, IEEE/PES 2000 Summer Meeting, July 16-20, Seattle, Washington
- [4] Dolny R., Madajewski K., Mazur M.: „Automatyka regulacji napięcia w krajowym systemie elektroenergetycznym”, Przegląd Elektrotechniczny, 85 (2009), nr 9.
- [5] Powroźnik M., Kołodziej D.: „Nowe algorytmy regulacji napięcia i mocy biernej stosowane w układach ARNE/ARST dla autotransformatorów pracujących w przyelektrownianych stacjach elektroenergetycznych najwyższych napięć – część 1.”, Przegląd Elektrotechniczny, 89 (2013), nr 11.