



P1 – Temat 1: Regulacja mocy i częstotliwości [E]

Rozdziały

- A. Regulacja pierwotna
- B. Regulacja wtórna
- C. Regulacja trójna
- D. Regulacja czasu
- E. Środki podejmowane w warunkach awaryjnych

Wprowadzenie

Bezpieczeństwo i pewność zasilania OBSZARÓW SYNCHRONICZNYCH wymaga ciągłego monitorowania i regulacji poziomu wytwarzania jednostek przyłączonych do sieci UCTE.

Sterowanie wytwarzaniem, rezerwy techniczne oraz odpowiednie pomiary są niezbędne dla wykonywania przez OSP ich codziennej pracy. Proces regulacji składa się z poniższych, następujących po sobie i współzależnych od siebie etapów, o różnych cechach i właściwościach:

- REGULACJA PIERWOTNA (patrz podrozdział ►►P1-A) rozpoczyna działanie w ciągu sekund wskutek solidarnego współdziałania wszystkich zaangażowanych przedsiębiorstw.
- REGULACJA WTÓRNA (patrz podrozdział ►►P1-B) zastępuje w ciągu minut REGULACJĘ PIERWOTNĄ i jest uaktywniana przez odpowiednie przedsiębiorstwa / wyłącznie OSP.
- REGULACJA TRÓJNA (patrz podrozdział ►►P1-C) uwalnia REGULACJĘ WTÓRNĄ poprzez zmianę programu wytwarzania i jest uaktywniana przez odpowiednie przedsiębiorstwa / OSP.
- Regulacja czasu (patrz podrozdział ►►P1-D) koryguje całkowitą ODCHYŁKĘ CZASU dla CZASU SYNCHRONICZNEGO w dłuższym przedziale czasu zgodnie z zasadą solidarnego współdziałania wszystkich przedsiębiorstw / OSP.

Szczegółowe definicje terminów użytych w niniejszym temacie zawarte są w słowniku terminologicznym Instrukcji pracy systemów połączonych UCTE (patrz ►►G) natomiast podstawy, zasady techniczne regulacji mocy i częstotliwości oraz jej działanie w Załączniku 1 (patrz ►►A1).

Historia zmian

v2.2	projekt	20.07.2004		ostateczna redakcja
v2.1	projekt	17.06.2004	OH-Team	zmiany po konsultacjach

Stan obecny

W niniejszym dokumencie zebrane są bieżące zasady i zalecenia UCTE dotyczące regulacji mocy i częstotliwości oraz zagadnień jakości regulacji, opracowane w nowej formie z uwzględnieniem dodatkowych pozycji opisujących stosowane obecnie praktyki.

Niniejszy temat zastępuje wcześniejsze zasady i zalecenia UCTE dotyczące PIERWOTNEJ i WTÓRNEJ REGULACJI częstotliwości i MOCY czynnej, rezerw regulacyjnych i korekty CZASU SYNCHRONICZNEGO. Obecna wersja dokumentu (wersja 2.2, poziom E, z dnia 20 lipca 2004 roku) ma status „ostatecznej wersji tematu”.

Dokument niniejszy ani inne rozdziały Instrukcji pracy systemów połączonych UCTE, jak również jej ustępy nie mogą być publikowane, rozpowszechniane lub zmieniane za pomocą jakichkolwiek środków technicznych ani wykorzystywane w żadnym innym celu poza UCTE bez wcześniejszego pisemnego zezwolenia.

A. Regulacja pierwotna

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Załącznik 1 Rozdział A: Regulacja pierwotna, 2004]

Wprowadzenie

Celem REGULACJI PIERWOTNEJ jest utrzymywanie w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM równowagi między wytwarzaniem a zużyciem (zapotrzebowaniem), przy wykorzystaniu regulatorów prędkości turbin. Dzięki solidarnemu współdziałaniu wszystkich połączonych przedsiębiorstw / OSP-ów, REGULACJA PIERWOTNA gwarantuje operacyjną niezawodność systemów elektroenergetycznych w ramach OBSZARU SYNCHRONICZNEGO i w czasie rzędu sekund po zakłóceniu lub wydarzeniu systemowym stabilizuje CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWĄ na stałej wartości, lecz bez przywrócenia wartości zadanej CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ ani mocy wymiany (patrz ►P1-B: REGULACJA WTÓRNA). Właściwa REGULACJA PIERWOTNA zależy od zasobów wytwórczych udostępnianych OSP-om przez przedsiębiorstwa wytwórcze. Podstawy i zasady techniczne REGULACJI PIERWOTNEJ zawarte są w Załączniku 1 (patrz ►A1).

Niniejsza część tematu zastępuje odpowiednie części dotyczące regulacji pierwotnej w ostatnio obowiązujących „Podstawowych zasadach UCPTA dotyczących pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej” z 1998 roku.

Kryteria

- C1. Częstotliwość znamionowa.** Zadana (lub zaplanowana) wartość częstotliwości f_0 (patrz ►P1-D) wyznacza docelową wartość CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ f z jaką ma pracować system. Wartość częstotliwości znamionowej w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM wynosi 50 Hz, poza okresami korekty CZASU SYNCHRONICZNEGO (patrz ►P1-D).
- C2. Odchyłki częstotliwości.** Na skutek zakłócenia lub innego wydarzenia, a także podczas normalnej pracy systemu elektroenergetycznego pojawia się ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI Δf (różnica $f-f_0$ pomiędzy rzeczywistą CZĘSTOTLIWOŚCIĄ SYSTEMOWĄ f a częstotliwością zadaną f_0). Wielkość tego odchylenia różnicuje się zgodnie z następującymi kryteriami:
- C2.1. Przywoływanie regulacji pierwotnej.** Aby uniknąć uaktywnienia REGULACJI PIERWOTNEJ w warunkach pracy normalnej z częstotliwością znamionową lub blisko tej wartości ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI nie powinna przekroczyć ± 20 mHz. REGULACJA PIERWOTNA jest aktywizowana jeśli ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI przekroczy ± 20 mHz (suma dokładności pomiaru częstotliwości lokalnej oraz nieczułości regulatora, patrz ►P1-A-R1 oraz ►P1-A-R2).
- C2.2. Maksymalna quasi-stacjonarna odchyłka częstotliwości.** Quasi-stacjonarna ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM nie może przekroczyć ± 180 mHz (maksymalna dopuszczalna stacjonarna ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI; pod warunkiem SAMOREGULACJI OBCIĄŻENIA zgodnie z ►P1-A-C4).
- C2.3. Minimalna częstotliwość chwilowa.** W odpowiedzi na nagły ubytek wytwarzania o wielkości równej lub mniejszej incydentowi odniesienia - zgodnie z ►P1-A-C3, częstotliwość chwilowa nie może spaść poniżej 49,2 Hz (co odpowiada wartości -800

mHz jako maksymalnej dopuszczalnej dynamicznej ODCHYLECE CZĘSTOTLIWOŚCI od częstotliwości znamionowej ►P1-A-C1).

C2.4. Kryterium częstotliwościowe awaryjnego zrzutu obciążenia. AWARYJNY ZRZUT OBCIĄŻENIA (automatyczny lub ręczny, łącznie z możliwością zrzutu pomp w elektrowniach szczytowo-pompowych) zaczyna się przy wartości częstotliwości systemowej wynoszącej 49,0 Hz (lub mniejszej). Szczegółowy plan ze stopniami dla AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA (za który odpowiedzialny jest OSP, z uwzględnieniem możliwości zrzutu pomp, jako środka dla działań operacyjnych przy wyższej wartości częstotliwości do najniższej 47.5 Hz i z niezbędnymi stopniami pomiędzy tymi wartościami) definiuje dodatkowe kryteria częstotliwościowe dla podejmowania dalszych środków.

C2.5. Maksymalna częstotliwość chwilowa. W odpowiedzi na nagły ubytek zapotrzebowania lub przerwy w wymianie mocy o wielkości równej lub mniejszej incydentowi odniesienia - zgodnie z ►P1-A-C3, częstotliwość chwilowa nie może przekroczyć wartości 50.8 Hz (co odpowiada wartości +800 mHz jako maksymalnej dopuszczalnej dynamicznej ODCHYLECE CZĘSTOTLIWOŚCI od częstotliwości znamionowej ►P1-A-C1).

C3. Incydent odniesienia. Maksymalne chwilowe odchylenie między wytwarzaniem i zapotrzebowaniem w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM (z powodu nagłej utraty mocy wytwarzanej, awaryjnego zrzutu obciążenia / utraty obciążenia lub przerwy w wymianie mocy), które w stanie pracy normalnej powinno być zregulowane przez REGULACJĘ PIERWOTNĄ, zależy od wielkości obszaru / strefy¹ oraz od wielkości największej jednostki wytwórczej lub mocy wytwórczej przyłączonej do jednego systemu szyn zbiorczych w tym obszarze².

C3.1. Pierwsza strefa synchroniczna. Maksymalne odchylenie mocy, które powinno być zregulowane przez regulację pierwotną w pierwszej strefie synchronicznej w 2003 roku wynosi 3000 MW, przy uwzględnieniu rzeczywistej charakterystyki niezawodnościowej systemu oraz wielkości obciążenia i wielkości jednostek wytwórczych.

C3.2. Druga strefa synchroniczna. Maksymalne odchylenie mocy, które powinno być zregulowane przez regulację pierwotną w drugiej strefie synchronicznej w 2003 roku wynosi 540 MW.

C3.3. Inne obszary synchroniczne. W przypadku innych OBSZARÓW SYNCHRONICZNYCH (OBSZARÓW SYNCHRONICZNYCH UCTE), które nie są przyłączone do głównej strefy synchronicznej, wielkość incydentu odniesienia musi być zdefiniowana osobno dla każdego przypadku z uwzględnieniem wielkości danego obszaru oraz wielkości największych jednostek wytwórczych pracujących w tym obszarze.

¹ Definicje stref synchronicznych (pierwsza i druga strefa, istniejące dziś jako skutek wojny w Bałkanach) są tymczasowe ze względu na planowane złączenie obszaru UCTE. Resynchronizacja planowana jest w 2005 roku. Obciążenie pierwszego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO zmienia się w zakresie od 150 GW poza szczytem do 300 GW w szczycie.

² Ostateczne wielkości wykorzystane dla zdefiniowania incydentu odniesienia wyznaczone są przez UCTE SG „TSO-Forum” i zatwierdzone przez UCTE WG “Operations and Security” oraz Komitet Sterujący UCTE. Podane wartości podlegają weryfikacji.

C3.4. Incydent obserwowany. Takie incydenty, jak nagła utrata wytwarzania lub odbioru powyżej 1000 MW dla pierwszej strefy synchronicznej i 250 MW dla drugiej strefy synchronicznej uważa się za istotne dla celów obserwacji zachowania systemów w danej strefie³.

C4. Charakterystyki częstotliwościowe. Najważniejsze wielkości charakterystyk częstotliwościowych są zdefiniowane na podstawie obserwacji systemu⁴.

C4.1. Samoregulacja obciążenia. Przyjmuje się, że samoregulacja obciążenia we wszystkich OBSZARACH SYNCHRONICZNYCH wynosi 1%/Hz, co oznacza, że obciążenie zmniejszy się o 1% w przypadku spadku częstotliwości o 1 Hz.

C4.2. Margines bezpieczeństwa. Dla celów regulacji częstotliwości zdefiniowany jest statyczny margines bezpieczeństwa równy 20 mHz, identyczny z uaktywnieniem REGULACJI PIERWOTNEJ (patrz ►P1-A-C2.1).

C5. Czasy aktywizowania rezerwy regulacji pierwotnej. Czas uaktywnienia REGULACJI PIERWOTNEJ wynosi kilka sekund od momentu wystąpienia zakłócenia, przy czym do 50% całkowitej REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ musi być uaktywnione w czasie najwyżej 15 sekund, a od 50% do 100% musi być uaktywnione w narastającym liniowo maksymalnym czasie do 30 sekund.

C6. Wskaźniki zmian częstotliwości. W celu możliwości zmierzenia bezwzględnych zmian CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ w krótkich okresach czasu zdefiniowane zostały następujące kryteria wykorzystywane w analizach powykonawczych.

C6.1. Okresy czasu. Typowe okresy czasu wynoszą +/- 60 min, +/- 15 min oraz +/- 5 min odpowiednio przed i po czasie, w którym nastąpiło zakłócenie lub zmiana godziny.

C6.2. Maksymalna siatka czasu. Wartości wykorzystywane dla wyznaczania wskaźników zmian częstotliwości bazują na siatce czasu o maksymalnym skoku 10 sekund.

C6.3. Wzorzec przebiegu częstotliwości. Typowe wzorzec przebiegu częstotliwości dla krótkich okresów czasu może być: stały, rosnący, malejący, nagły spadek, nagły wzrost, nagły wzrost i spadek oraz nagły spadek i wzrost.

C6.4. Maksymalny zakres zmian częstotliwości w danym przedziale czasu. Maksymalny zakres zmian częstotliwości w danym przedziale czasu oblicza się jako różnicę między maksymalną i minimalną wartością częstotliwości w danym przedziale czasu.

C6.5. Maksymalna szybkość zmiany częstotliwości w danym przedziale czasu. Maksymalna szybkość zmiany częstotliwości w danym przedziale czasu określana jest jako maksymalna lub minimalna pochodna częstotliwości w danym przedziale czasu.

³ Wartości te zostały przyjęte przez UCTE SG „TSO-Forum” w 2001 i są corocznie weryfikowane.

⁴ Ostateczne wartości wykorzystywane w definicji wyznaczane są przez UCTE SG „TSO-Forum” i zatwierdzone przez UCTE WG Operations and Security oraz Komitet Sterujący UCTE. Podane wartości podlegają weryfikacji.

Wymagania

- R1. Dokładność pomiaru częstotliwości.** W przypadku REGULACJI PIERWOTNEJ dokładność lokalnych pomiarów częstotliwości wykorzystywanych przez REGULATORY PIERWOTNE na turbinach musi być większa lub równa 10 mHz.
- R2. Nieczułość regulatorów.** Zakres nieczułości REGULATORÓW PIERWOTNYCH na turbinach nie powinien przekraczać ± 10 mHz. Jeśli regulatory posiadają martwą strefę musi być ona zrównoważona w ramach danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO.
- R3. Rezerwa regulacji pierwotnej.** REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ musi charakteryzować się pewnymi cechami, aby mogła być wykorzystana przez REGULACJĘ PIERWOTNĄ.
- R3.1. Rozkład rezerw.** Generalnie REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ musi być rozmieszczona w najbardziej równomierny sposób pomiędzy różnymi regionami (zwykle między OBSZARAMI / BLOKAMI REGULACYJNYMI) w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM (patrz także ►P1-B oraz procedura dystrybucji).
- R3.2. Całkowita wielkość rezerwy.** Całkowita REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ (w MW) wymagana dla pracy OBSZARU SYNCHRONICZNEGO ma tą samą wielkość, co incydent odniesienia dla tego obszaru (patrz ►P1-A-C3).
- R3.3. Dostępność rezerw.** Jako warunek konieczny i minimalny, całkowita REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ w każdym obszarze musi być dostępna w sposób ciągły, nieprzerwany i niezależnie od składu pracujących bloków.
- R3.4. Operacyjne wykorzystanie rezerw.** Całkowita wielkość REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ (wszystkie jej udziały w poszczególnych obszarach) musi być w pełni zaktywizowana w odpowiedzi na quasi-stacjonarną odchyłkę częstotliwości w wysokości ± 200 mHz lub większą.
- R4. Charakterystyka mocowo-częstotliwościowa sieci.** CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI opisuje rzeczywistą zależność między CZĘSTOTLIWOŚCIĄ SYSTEMOWĄ a NIEZBILANSOWANIEM aproksymowaną liniowo.
- R4.1. Stała charakterystyka mocowo-częstotliwościowa sieci.** Dla zapewnienia zachowania zasady solidarności, CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWE SIECI poszczególnych OBSZARÓW SYNCHRONICZNYCH muszą być możliwie najbardziej stałe. W szczególności jest to istotne przy małych odchyłkach częstotliwości, przy których „strefy martwe” generatorów mogą mieć niekorzystny, niedopuszczalny wpływ na produkcję energii w ramach REGULACJI PIERWOTNEJ w danych OBSZARACH REGULACYJNYCH.
- R4.2. Udział regulacji pierwotnej.** CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI dla celów REGULACJI PIERWOTNEJ jest obliczona tylko dla pierwszej strefy synchronicznej w ►P1-A-R3.2 oraz ►P1-A-C2.2 (włącznie z marginesem bezpieczeństwa ►P1-A-C4.2) i wynosi 15000 MW/Hz.
- R4.3. Udział samoregulacji obciążenia.** CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI dla SAMOREGULACJI OBCIĄŻENIA jest obliczona tylko dla pierwszej strefy synchronicznej w ►P1-A-C4.1 oraz w ►P1-A-C3 i wynosi 3000 MW/Hz
- R4.4. Globalna charakterystyka mocowo-częstotliwościowa sieci.** Globalna CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI jest ustalona na poziomie 18000 MW/Hz dla pierwszej strefy synchronicznej oraz 3000 MW/Hz dla drugiej strefy synchronicznej.

Standardy

- S1. niezawodność systemu.** W przypadku wystąpienia pierwszego nieprzewidzianego wypadku lub zakłócenia, zgodnie z »P1-A-C3, takiego jak utrata wytwarzania lub zapotrzebowania lub przerwy w wymianie mocy przy niezakłóconej pracy systemu, REGULACJA PIERWOTNA musi zapewnić niezawodną pracę systemu.
- S2. Działanie regulacji pierwotnej.** OSP-y muszą zapewnić, że działanie poszczególnych jednostek wytwórczych dostarczających regulację pierwotną będzie charakteryzowało się następującymi cechami:
- S2.1. Dostosowanie wytwarzania.** Poziom mocy wytwarzanej w ramach REGULACJI PIERWOTNEJ musi w sposób ciągły nadążać za zmianami CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ.
- S2.2. Czas aktywizacji.** Całość REGULACJI PIERWOTNEJ w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM (jak również w każdym poszczególnym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM) musi spełniać warunki czasów aktywizacji REZERWY REGULACJI PIERWOTNEJ (patrz »P1-A-C5). Każdy OSP musi regularnie kontrolować czasy jej aktywizacji w swoim OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM.
- S2.3. Czas dostawy.** MOC REGULACJI PIERWOTNEJ musi być dostarczana dopóki odchylenie mocy nie będzie całkowicie zregulowane przez REZERWĘ REGULACJI WTÓRNEJ tego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO, w którym powstała odchyłka mocy (minimalny czas utrzymania zdolności dostawy mocy wynosi 15 minut, patrz »P1-B).
- S3. Cel regulacji pierwotnej.** W warunkach niezakłóconej pracy systemu (patrz »P1-A-C2), incydent odniesienia (patrz »P1-A-C3) musi być zregulowany wyłącznie przez REGULACJĘ PIERWOTNĄ, bez konieczności AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA wskutek pojawienia się ODCHYŁKI CZĘSTOTLIWOŚCI. Dodatkowo, przy założeniu istnienia efektu samoregulacji obciążenia, zgodnie z »P1-A-C4, ODCHYŁKA CZĘSTOTLIWOŚCI nie może przekroczyć wartości quasi-stacjonarnej odchyłki częstotliwości (patrz »P1-A-C2).
- S4. Zasada solidarności.** Dla zapewnienia niezawodności pracy systemu oraz prawidłowej współpracy synchronicznej działanie regulacji pierwotnej opiera się na zasadzie solidarności. Dotyczy to zarówno działania regulacji, jak i ogólnego rozmieszczenia rezerw, wyznaczanych i zatwierdzanych przez UCTE SG „TSO-Forum” corocznie dla następnego roku kalendarzowego.
- S4.1. Udziały w rezerwie pierwotnej.** Każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY musi mieć swój udział w REZERWIE REGULACJI PIERWOTNEJ zgodnie z wymaganiami. Odpowiednie udziały określone są poprzez pomnożenie rezerwy obliczonej dla całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO (patrz »P1-A-R3 oraz »P1-B) przez współczynniki udziału c_i poszczególnych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH. Suma wszystkich udziałów musi być równa całkowitej REZERWIE REGULACJI PIERWOTNEJ.
- S4.2. Udział w regulacji.** Każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY musi uczestniczyć w likwidacji zakłócenia zgodnie z jego współczynnikiem udziału c_i w REGULACJI PIERWOTNEJ.
- S4.3. Współczynniki udziału.** Współczynniki udziału dla każdego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO muszą być wyznaczone i publikowane corocznie. Wartości współczynników udziału są wiążące dla wszystkich partnerów pracujących synchronicznie / OSP-ów dla danego roku kalendarzowego. Są one wyznaczone na podstawie wielkości energii wyprodukowanej w poprzednim roku w stosunku do

produkcji całego OBSZARU SYNCHRONICZNEGO. Suma wszystkich współczynników udziału musi być równa 1.

Procedury

- P1. Współczynniki udziału.** UCTE SG „TSO-Forum” corocznie wyznacza i definiuje współczynniki udziału dla każdego obszaru / bloku regulacyjnego każdej strefy synchronicznej (są one publikowane przed dniem 1 grudnia) i wprowadza je w życie z dniem 1 stycznia następnego roku.
- P2. Obserwacja wypadnięć.** Dla celów analizy rejestrowane są wypadnięcia wytwarzania lub odbioru o wielkościach przekraczających wielkość incydentu obserwowanego (patrz ►P1-A-C3). Odpowiednie informacje dotyczące wielkości i rodzaju zakłócenia / incydentu są również rejestrowane i udostępniane członkom stowarzyszenia.
- P3. Analiza częstotliwości.** Szczegółowa analiza przebiegu CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ prowadzona jest zgodnie z następującymi procedurami:
- P3.1. Analiza zmian częstotliwości.** Analiza zmian częstotliwości⁵, patrz załącznik, wykorzystuje wskaźniki zmian częstotliwości (patrz ►P1-A-C6) dla celów oceny, jak i analizy porównawczej.
- P4. Pomiar jakości regulacji.** CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI wyznaczana jest na podstawie odpowiedzi na zakłócenie (takie jak incydent obserwowany), na podstawie pomiarów CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ, innych istotnych wielkości oraz na podstawie analizy statystycznej.
- P4.1. Raport nt. jakości regulacji.** Wyniki analizy jakości regulacji są regularnie publikowane przez UCTE w „Okresowym raporcie dotyczącym jakości pierwotnej i wtórnej regulacji mocy i częstotliwości” opracowywanym przez UCTE SG „TSO-Forum”.

Wytyczne

- G1. Cykl pomiarowy dla regulacji pierwotnej.** Typowy cykl pomiarowy dla działania regulacji pierwotnej musi mieścić się w przedziale od 0,1 do 1 sekundy.
- G2. Cykl pomiarowy dla celów obserwacji.** Cykl pomiarów CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ dla celów centralnej obserwacji systemu musi mieścić się w zakresie od 1 sekundy (zdecydowanie zalecany) do co najwyżej 10 sekund.

⁵ Znana również jako kampania pomiarowa częstotliwości

B. Regulacja wtórna

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Załącznik 1 Rozdział A: Regulacja wtórna, 2004]

[UCPTE Rule 44: Control of active power in the grid of the UCPTE, 1990 / Regulacja mocy czynnej w sieci UCPTE, 1990]

[UCPTE-Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPTE, 1998 / Zasady UCPTE dotyczące pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w UCPTE, 1998]

Wprowadzenie

REGULACJA WTÓRNA utrzymuje równowagę między wytwarzaniem a zużyciem (ZAPOTRZEBOWANIEM) w każdym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, a co za tym idzie CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWĄ w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM, przy uwzględnieniu PROGRAMU REGULACJI i bez negatywnego wpływu na działanie REGULACJI PIERWOTNEJ, działającej jednocześnie w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM z uwzględnieniem marginesu rzędu sekund (patrz ►P1-A).

REGULACJA WTÓRNA wykorzystuje scentralizowane AUTOMATYCZNE STEROWANIE WYTWARZANIEM modyfikując zadaną moc czynną ZESPOŁÓW WYTWÓRCZYCH w czasie rzędu od sekund do zwykle 15 minut. REGULACJA WTÓRNA wykorzystuje REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ, które są sterowane automatycznie. Odpowiednie działanie REGULACJI WTÓRNEJ zależy od zasobów wytwórczych udostępnianych OSP-om przez przedsiębiorstwa wytwórcze. Podstawy i zasady techniczne REGULACJI WTÓRNEJ zawarte są w Załączniku 1 (patrz ►A1-B)

Niniejszy temat zastępuje odpowiednie części dotyczące regulacji wtórnej w poprzednich „Zasadach UCPTE dotyczących pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości i mocy czynnej regulacyjnych UCPTE” z 1998 roku.

Kryteria

C1. Współczynnik K. Współczynnik K dla REGULACJI WTÓRNEJ definiuje zależność między CZĘSTOTLIWOŚCIĄ SYSTEMOWĄ i odchyłką mocy wymiany

C1.1. Wzmocnienie regulacji częstotliwości. Całkowite wzmocnienie przyjęte dla REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI w ramach REGULACJI WTÓRNEJ jest ustalone na poziomie 1,1 (110%); tak, aby pokryć niedokładność efektu SAMOREGULACJI OBCIĄŻENIA.

C1.2. Obliczanie współczynnika K. WSPÓŁCZYNNIK K (oznaczany jako K_{ri}) danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO jest obliczany jako iloczyn wzmocnienia regulacji częstotliwości 1,1 (patrz ►P1-B-C1.1), współczynnika udziału c_i danego obszaru (patrz ►P1-A-S4.3) oraz całkowitej CHARAKTERYSTYKI MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ SIECI (patrz ►P1-A-R4.4)

C1.3. Globalny współczynnik K dla regulacji wtórnej. Wartość globalnego WSPÓŁCZYNNIKA K dla REGULACJI WTÓRNEJ w pierwszej STREFIE SYNCHRONICZNEJ w 2004 roku wynosi 19801 MW/Hz. Wartość globalnego WSPÓŁCZYNNIKA K dla REGULACJI WTÓRNEJ w drugiej STREFIE SYNCHRONICZNEJ w 2004⁶ roku wynosi 3301 MW/Hz.

⁶ Ostateczne wartości regularnie wyznaczane są przez UCTE SG „TSO-Forum”

- C2. Uchyb regulacyjny obszaru.** W każdym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM jego UCHYB REGULACYJNY G (ACE) musi być stale zregulowany do zera. ACE oblicza się jako sumę uchybu regulacji mocy oraz uchybu regulacji częstotliwości ($G = \Delta P + K \cdot \Delta f$).
- C2.1. Uchyb regulacji mocy.** Uchyb regulacji mocy ΔP danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO jest to całkowite ODCHYLENIE MOCY danego obszaru, obliczane jako różnica między całkowitym przepływem mocy czynnej (suma wszystkich odpowiednich pomiarów) a całkowitym PROGRAMEM WYMIANY (suma wszystkich odpowiednich grafików wymiany)
- C2.2. Uchyb regulacji częstotliwości.** Uchyb regulacji częstotliwości $K \cdot \Delta f$ danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO jest iloczynem ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI Δf (patrz ►P1-A-C2) oraz WSPÓŁCZYNNIKA K danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO oznaczonego jako K_{ri} (patrz ►P1-B-C1.2)
- C3. Odchyłka regulacji wtórnej.** Po wystąpieniu zakłócenia lub innego wydarzenia (na terenie danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO lub poza nim), pojawia się UCHYB REGULACYJNY. Dla rozróżnienia wielkości odchylenia wykorzystywane są różne kryteria (szczegóły patrz ►A1 Przywoływanie REGULACJI WTÓRNEJ.)
- C4. Praca wyspowa.** W przeciwieństwie do pracy równoległej praca wyspowa jest szczególnym trybem pracy, w którym wszystkie połączenia międzysystemowe / LINIE WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ danego OBSZARU REGULACYJNEGO / BLOKU REGULACYJNEGO są wyłączone (na przykład w wyniku zakłócenia OBSZAR REGULACYJNY jest odłączony od reszty OBSZARU SYNCHRONICZNEGO i z tego powodu nie jest możliwa realizacja PROGRAMÓW WYMIANY.
- C5. Wskaźniki zmienności ACE.** Specjalnie dla celów analizy powykonawczej pracy systemów zdefiniowano specjalne kryteria dla mierzenia wartości absolutnych zmian ACE danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO w krótkich przedziałach czasu (patrz także ►P1-A-C6).

Wymagania

- R1. Obszar / blok regulacyjny.** Dla OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH w UCTE zdefiniowane są następujące podstawowe warunkiwstępne:
- R1.1 Program regulacji:** OBSZAR / BLOK REGULACYJNY jest w stanie utrzymać na zaplanowanym poziomie swój program regulacji względem innych OBSZARÓW / BLOKÓW REGULACYJNYCH w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM.
- R1.2. Organizacja i hierarchia regulacji.** Każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY może podzielić się na podobszary regulacyjne wykorzystujące własne sterowanie wytwarzaniem. REGULACJA WTÓRNA wewnątrz BLOKU REGULACYJNEGO może być zorganizowana zgodnie z jednym z poniższych modeli (podstawowym założeniem jest, że rodzaj wewnętrznej organizacji nie może wpływać na zachowanie lub jakość REGULACJI WTÓRNEJ pomiędzy BLOKAMI REGULACYJNYMI):
- **scentralizowany:** REGULACJA WTÓRNA w BLOKU REGULACYJNYM jest prowadzona centralnie przez jeden regulator (jako jeden OBSZAR REGULACYJNY); operator bloku ma ten sam zakres odpowiedzialności, co operator OBSZARU REGULACYJNEGO;
 - **pluralistyczny:** REGULACJA WTÓRNA prowadzona jest w sposób zdecentralizowany dla więcej niż jednego OBSZARU REGULACYJNEGO; jeden OSP, KOORDYNATOR BLOKU prowadzi regulację za cały blok względem sąsiednich systemów za pomocą własnego regulatora i własnych mocy regulacyjnych, podczas gdy reszta OSP-ów

wchodzących w skład bloku samodzielnie prowadzi regulację własnych OBSZARÓW REGULACYJNYCH w sposób zdecentralizowany;

- **hierarchiczny:** REGULACJA WTÓRNA prowadzona jest w sposób zdecentralizowany dla więcej niż jednego OBSZARU REGULACYJNEGO; jeden OSP, KOORDYNATOR BLOKU prowadzi regulację za pomocą nadrzędnego regulatora blokowego, który bezpośrednio wpływa na podrzędne regulatory wszystkich OBSZARÓW REGULACYJNYCH w BLOKU REGULACYJNYM; koordynator bloku może, ale nie musi posiadać własnych mocy regulacyjnych.

R1.3. Granica obszaru. Każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY jest fizycznie odgraniczony od reszty połączonej sieci przez lokalizację punktów pomiarowych wymienianej mocy.

R2. Operator odpowiedzialny. Praca każdego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO musi być prowadzona przez pojedynczego OSP, który jest odpowiedzialny za funkcjonowanie systemu przesyłowego tego obszaru (zwykle pokrywającego się z terytorium przedsiębiorstwa lub kraju), w tym również za dostępność, działanie i dostarczanie REGULACJI PIERWOTNEJ oraz REGULACJI WTÓRNEJ w ramach OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO, celem utrzymania WYMIANY MOCY własnego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO na zaplanowanym poziomie oraz, co za tym idzie uczestniczenia w likwidacji ODCHYLEK CZĘSTOTLIWOŚCI w sieci połączonej. Operator ten jest odpowiedzialny również za prowadzenie u siebie rozliczeń nieplanowej wymiany (patrz ►►P2).

R3. Regulator centralny. W celu regulacji ACE do zera (patrz ►►P1-B-C2), REGULACJA WTÓRNA musi być prowadzona w odpowiednim centrum regulacyjnym za pomocą jednego automatycznego REGULATORA CENTRALNEGO, który musi pracować w czasie rzeczywistym, w pętli zamkniętej.

R3.1. Rodzaj regulatora i jego charakterystyka. Aby uniknąć błędu szczałkowego, regulator musi mieć charakterystykę PI (proporcjonalno-całkową). Należy ograniczyć człon całkujący, aby uzyskać ciągle działanie regulacyjne, zdolne do natychmiastowej reakcji w przypadku dużych zmian ACE lub w przypadku zmiany znaku. Czasy cykli pomiarowych, czasy całkowania pomiarów oraz czas cyklu regulatora muszą być skoordynowane.

R3.2. Dyspozycyjność i niezawodność. Automatyczny REGULATOR CENTRALNY pracujący w czasie rzeczywistym w pętli zamkniętej musi charakteryzować się wysokim stopniem dyspozycyjności i musi pracować z zachowaniem wysokiej niezawodności.

R3.3. Cykl regulatora. Cykl czasowy automatycznego REGULATORA CENTRALNEGO musi zawierać się między 1 a 5 sekundami, aby zminimalizować całkowity czas opóźnienia między czasem wystąpienia wydarzenia, czasem reakcji i czasem odpowiedzi jako całościowego działania regulacji obszaru regulacyjnego⁷.

R3.4. Wartości programowane. Wartości programowane dla REGULACJI WTÓRNEJ (na przykład wymiana mocy oraz zadana wartość częstotliwości) muszą być wprowadzone do regulatora jako zależne od czasu wartości zadane na bazie grafików. Szczegóły dotyczące grafikowania patrz ►►P2.

R3.5. Regulacja częstotliwości. Wzmocnienie REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI, w ramach REGULACJI WTÓRNEJ musi być nastawione na wartość współczynnika K (patrz ►►P1-B-C1.2). W przypadku pracy WYSPOWEJ (patrz ►►P1-B-C4) REGULATOR CENTRALNY musi

⁷ W celu odzwierciedlenia obecnie stosowanych praktyk w zakresie regulacji wtórnej i doświadczeń praktycznych odpowiednio zastąpiono słowa „wartość docelowa w przyszłości 1 – 2 sekundy” występujące w poprzednich zasadach i zaleceniach UCTE

przewodzą automatyczną regulację częstotliwości w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM.

R3.6. Wartość zadana mocy wymiany. Algebraiczna suma planowanych grafików wymiany mocy między danym OBSZAREM / BLOKIEM REGULACYJNYM a SĄSIEDNIMI OBSZARAMI / BLOKAMI tworzy wartość zadaną WYMIANY MOCY nastawianą na REGULATORZE CENTRALNYM tego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO.

R3.7. Linearyzacja (rampowanie) grafików. Aby przy zmianach PROGRAMÓW REGULACJI zapobiec dużym ODCHYLEKOM CZĘSTOTLIWOŚCI koniecznym jest przekształcanie każdej takiej skokowej zmiany w liniową (rampę) w okresie 10 minut, rozpoczynając 5 minut przed uzgodnionym czasem zmiany (zmiana o pełnej godzinie lub kwadransie, patrz ►►P2 - definicja grafików wymiany) i kończąc 5 minut po tym czasie. Wymagane jest, aby linearyzacji dokonywały w taki sam sposób wszystkie regulatory w całym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM.

R3.8. Zdolność do regulacji ręcznej. W przypadku wystąpienia braku automatycznej REGULACJI WTÓRNEJ musi być możliwa regulacja ręczna.

R4. Rezerwa regulacji wtórnej. W każdej chwili musi być dostępna odpowiednia wielkość REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ, tak aby pokryć spodziewane wahania ZAPOTRZEBOWANIA lub utratę jednostki wytwórczej. Jeśli utrata największego bloku nie jest pokryta przez wymaganą REZERWĘ REGULACJI WTÓRNEJ, musi być zrównoważona w krótkim czasie przez REZERWĘ REGULACJI TRÓJNEJ {REZERWA 15 MINUTOWA} patrz ►►P1-C.

R4.1. Dostępność zasobów. Właściwa regulacja wtórna zależy od zasobów wytwórczych udostępnianych OSP przez przedsiębiorstwa wytwórcze.

R4.2. Wystarczająca wielkość sterowalnego wytwarzania. W każdym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM musi być dostępna wystarczająca wielkość sterowalnego wytwarzania lub obciążenia (w regulacji automatycznej), tak aby UCHYB REGULACYJNY OBSZARU mógł zostać zregulowany do zera.

R4.3. Zabezpieczenie przez rezerwę regulacji trójnej. W normalnych warunkach pracy REGULACJA WTÓRNA utrzymuje równowagę OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO oraz uczestniczy w odbudowaniu tej równowagi w przypadku wystąpienia nagłego niezbilansowania wywołanego zakłóceniem (patrz także ►►P1-A-C3). W przypadku nagłego, bardzo dużego niezbilansowania lub długotrwałych zmian ZAPOTRZEBOWANIA, dla odbudowy REZERW REGULACJI WTÓRNEJ jest konieczna REGULACJA TRÓJNA (patrz ►►P1-C).

R5. Linie wymiany międzysystemowej. LINIE WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ, które mogą być wykorzystane dla celów REGULACJI WTÓRNEJ muszą spełniać pewne kryteria / cechy charakterystyczne w zależności od ich rodzaju.

R5.1. Linie przesyłowe, transformatory. Sporządzony i regularnie aktualizowany jest spis LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO.

R5.2. Praca promieniowa jednostek wytwórczych. W przypadku pracy promieniowej jednostek wytwórczych są one traktowane jako wewnętrzne jednostki wytwórcze danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO (na przykład za pomocą LINII WIRTUALNYCH).

R5.3. Wspólna własność jednostek wytwórczych. Jednostki wytwórcze stanowiące wspólną własność (z udziałami w WYTWARZANIU należącymi do różnych OBSZARÓW REGULACYJNYCH) wymagają wyposażenia w liczniki i urządzenia pomiarowe spełniające funkcję WIRTUALNYCH LINII wymiany międzysystemowej między dwoma lub

więcej OBSZARAMI REGULACYJNYMI, o ile udział w produkcji nie jest traktowany jako GRAFIK wymiany.

R5.4. Odczyty liczników i pomiary on-line. Wszystkie LINIE WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ między danym OBSZAREM REGULACYJNYM i sąsiednimi OBSZARAMI REGULACYJNYMI (linie graniczne) muszą być wyposażone w liczniki i urządzenia pomiarowe do rejestracji rzeczywistych przepływów mocy czynnej (i biernej) w MW (MVar) w czasie rzeczywistym oraz energii w MWh w takich przedziałach czasu, jakie są używane dla celów planowania i rozliczeń wymiany (maksimum 1 godzina, patrz ►P2).

R5.5. Transmisja pomiarów. Musi być zapewniona odpowiednia niezawodność transmisji pomiarów do REGULATORA CENTRALNEGO.

R5.6. Dokładność pomiarów. Dokładność pomiarów mocy czynnej z każdej LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ musi być lepsza niż 1,5% wartości mierzonej (zakres całkowity pomiaru, wraz z dyskretyzacją). Cykl pomiarów musi być krótszy niż 5 sekund (wartość docelowa na przyszłość). Cykle pomiarów, cykle regulatora, czasy całkowania regulatora muszą być skoordynowane ze sobą.

R6. Częstotliwość systemowa. Dla wykorzystania CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ jako parametru dla celów REGULACJI WTÓRNEJ zdefiniowane są następujące wymagania:

R6.1. Dokładność pomiarów. Dokładność pomiarów częstotliwości dla celów REGULACJI WTÓRNEJ musi zawierać się między 1,0 mHz a 1,5 mHz (wartość docelowa na przyszłość).

R6.2. Wartość zadana częstotliwości. Do obliczania ODCHYLEŃ CZĘSTOTLIWOŚCI REGULATOR CENTRALNY musi wykorzystywać rzeczywistą wartość zadaną częstotliwości (wartość znamionowa wynosi 50 Hz, patrz ►P1-A-C1) wynikającą z REGULACJI CZASU (patrz ►P1-D-S4) w celu ograniczenia różnicy między CZASEM SYNCHRONICZNYM a UTC.

R7. Rejestracja danych. Każdy OSP musi posiadać urządzenia do rejestracji wszystkich danych koniecznych do monitorowania odpowiedzi REGULATORA CENTRALNEGO (oraz REGULATORÓW PIERWOTNYCH) oraz do analizy pracy normalnej oraz zakłóceń w SYSTEMIE POŁĄCZONYM.

Standardy

S1. Działanie regulacji wtórnej: Każdy OSP, za pomocą automatycznej regulacji realizowanej przez REGULATOR CENTRALNY steruje mocą wytwórczą wystarczającą, aby wypełnić obowiązek ciągłego bilansowania wytwarzania z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej z obciążeniem własnego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO.

S2. Wykorzystanie regulacji wtórnej. REGULACJA WTÓRNA może być wykorzystana jedynie w celu regulacji UCHYBU REGULACYJNEGO OBSZARU. REGULACJA WTÓRNA nie może być wykorzystywana w żadnym innym celu, jak na przykład minimalizowanie nieplanowej wymiany lub regulacja innych rodzajów niezbilansowania. Regulacja wtórna nie może przeciwdziałać REGULACJI PIERWOTNEJ w warunkach zakłóceń, przy możliwym wpływie na działanie REGULACJI WTÓRNEJ w takich sytuacjach w sposób skoordynowany.

S3. Cel regulacji. Jednym z kryteriów jakości REGULACJI WTÓRNEJ jest czas, po którym ODCHYLEŃKA REGULACYJNA osiąga wartość zero, to znaczy czas, po którym wartość CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ odbudowana jest do jej wartości zadanej (zaplanowanej), a wymiana mocy powraca do wielkości zadanej (zaplanowanej). W praktyce, działanie REGULACJI PIERWOTNEJ rozpoczyna się w czasie rzędu kilku sekund po pojawieniu się

ODCHYLEŃ CZĘSTOTLIWOŚCI, a w czasie nie dłuższym niż 30 sekund REZERWA REGULACJI PIERWOTNEJ powinna być w pełni uaktywniona. Powrót częstotliwości i mocy wymiany do ich wartości zadanych na skutek działania REGULACJI WTÓRNEJ musi rozpocząć się po 30 sekundach, a cały proces korekty musi zakończyć się po 15 minutach przy odpowiednim tempie zmiany i bez przeregulowań.

S3.1. Nadażanie za dużymi zmianami planu. W celu zapobieżenia niepożądanym ODCHYLEŃ CZĘSTOTLIWOŚCI i poważnym odchyleniom regulacyjnym w warunkach pracy normalnej systemu (patrz ►P1-E-C1.1), od operatorów systemów wymaga się dokładnego nadażania w czasie za zmianami programu wymiany, szczególnie gdy chodzi o zmiany planów wymiany rzędu kilkuset MW. W szczególności należy zwrócić uwagę na odpowiednie załączanie lub odłączanie mocy wytwórczych zwłaszcza w okresach zmiany taryf o godzinie 6:00 i 22:00, oraz na dokładne nadażanie za liniowymi zmianami programu wymiany (patrz ►P1-B-R3.7). Duże zmiany w planowaniu lub zmianie planów pracy elektrowni nie mogą mieć ujemnego wpływu na pracę systemu.

S4. Nastawienia współczynnika K. Aby zapewnić, że REGULACJA WTÓRNA będzie uruchamiana tylko w tym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM, w którym wystąpiło zakłócenie, wszystkie wartości K_{ri} nastawione na regulatorach centralnych muszą być zgodne ze WSPÓŁCZYNNIKAMI K (patrz ►P1-B-C1). Oznacza to, że REGULACJA WTÓRNA musi wspomagać REGULACJĘ PIERWOTNĄ i w żadnym wypadku nie powinna jej przeciwdziałać. Pod żadnym pozorem K_{ri} nie może być modyfikowane w czasie trwania zakłócenia, ponieważ takie działanie byłoby wbrew zasadom działania REGULACJI WTÓRNEJ.

Wytyczne

G1. Regulator centralny. Odnośnie REGULATORA CENTRALNEGO określa się następujące zalecenia i wytyczne (wymagania uzupełniające dla REGULATORA CENTRALNEGO, patrz ►P1-B-R3):

G1.1. Rodzaj regulatora i jego charakterystyka. W przypadku bardzo dużego odchylenia regulacyjnego, parametry regulacyjne β_i oraz T_n (dla członu proporcjonalnego i całkującego) mogą być dopasowywane automatycznie dla danego przedziału czasu. Parametry regulacyjne β_i oraz T_n są ze sobą ściśle związane. Obecnie człon proporcjonalny β_i regulatora centralnego może mieć nastawioną wartość w zakresie od 0 do 50%. Stała czasowa reprezentuje szybkość REGULATORA CENTRALNEGO, z którą regulator aktywizuje moc regulacyjną jednostek wytwórczych uczestniczących w regulacji. Nastawienia stałej czasowej T_n mogą przyjmować wartości z przedziału od 50 do 200 sekund.

G2. Linie wymiany międzysystemowej. Odnośnie wszystkich LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ oraz odpowiedniego ich oprzyrządowania, które może być wykorzystane dla celów REGULACJI WTÓRNEJ określa się następujące zalecenia (wymagania uzupełniające dla LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ, patrz ►P1-B-R5):

G2.1. Odczyty liczników i pomiary on-line. Wszystkie pomiary w MW i MWh z LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ powinny być przesyłane za pomocą łączy telekomunikacyjnych do obu centrów regulacyjnych przy wykorzystaniu powszechnie uzgodnionego podstawowego oprzyrządowania (na przykład ELECTRONIC HIGHWAY, w odpowiednich przypadkach, patrz ►P6).

G2.2. Transmisja pomiarów. Musi być zapewniona odpowiednia niezawodność transmisji pomiarów do REGULATORA CENTRALNEGO, zalecane są przynajmniej dwie drogi transmisji, z sygnalizacją w przypadku braku transmisji danych. Maksymalne opóźnienie transmisji danych nie może przekraczać 5 sekund; musi być możliwie małe i mniejsze niż cykl regulatora.

G2.3. Pomiary rezerwowe. Równolegle z pomiarami pierwotnymi powinny być zawsze zapewnione pomiary rezerwowe oraz urządzenia rezerwowe. Pomiary rezerwowe są obowiązujące w przypadku wszystkich LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ, które mają duże znaczenie operacyjne. Charakterystyka dokładności i cykli pomiarowych pomiarów rezerwowych z LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ z urządzeń rezerwowych musi być taka sama jak pomiarów podstawowych (patrz ►P1-B-R5).

G3. Zalecana rezerwa regulacji wtórnej. Zmiany obciążenia różnej wielkości muszą być skorygowane w czasie około 15 minut, niezależnie od wielkości danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO. W tym celu dla danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO zalecana jest następująca minimalna wielkość REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ dla zmienności obciążenia (otrzymana z empirycznej krzywej – rysunek poniżej):

$$R = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b$$

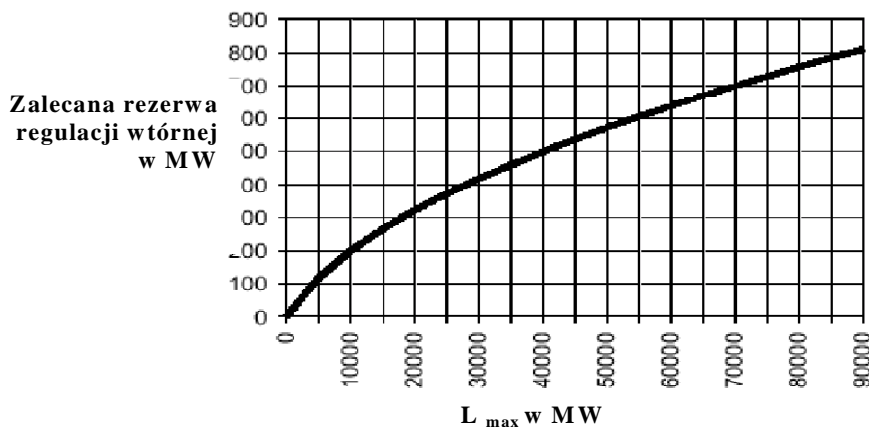
R = zalecana REZERWA REGULACJI WTÓRNEJ w MW

L_{\max} = spodziewane maksymalne obciążenie dla danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO w MW

Wartości parametrów a i b są wyznaczone empirycznie i wynoszą w przypadku UCTE:

$a = 10$ MW i $b = 150$ MW

Poniższy rysunek ilustruje zalecaną rezerwę regulacji wtórnej w funkcji spodziewanego maksymalnego obciążenia:



Procedury

P1. Metoda krzywych trąbkowych. Dla celów analizy MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ CHARAKTERYSTYKI SIECI po zakłóceniu wykorzystywana jest metoda krzywych trąbkowych, opisana szczegółowo w Załączniku 1 (patrz ►A1-B).

C. Regulacja trójna

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Załącznik 1 Rozdział C: Regulacja trójna, 2004]

Wprowadzenie

REGULACJA TRÓJNA wykorzystuje REZERWĘ REGULACJI TRÓJNEJ {rezerwę 15-minutową}, która jest zwykle aktywizowana ręcznie przez OSP po uaktywnieniu REGULACJI WTÓRNEJ w celu przywrócenia REZERW REGULACJI WTÓRNEJ. Za prowadzenie REGULACJI TRÓJNEJ odpowiedzialny jest OSP. Podstawy i zasady techniczne REGULACJI TRÓJNEJ zawarte są w Załączniku 1 (patrz ►A1-C).

Kryteria

C1. Odchylenie regulacji trójnej. W przypadku wystąpienia zakłócenia (takiego jak ►P1-A-C3), które powoduje trwałe uaktywnienie REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ, ten trwały udział REGULACJI WTÓRNEJ jest traktowany jako odchylenie REGULACJI TRÓJNEJ.

Wymagania

R1. Rezerwa trójna. Każdy OBSZAR / BLOK REGULACYJNY musi mieć dostęp do odpowiedniej REZERWY TRÓJNEJ tak, aby odbudować REGULACJĘ WTÓRNOŚĆ w krótkim okresie czasu po zakłóceniu. W każdej chwili musi być dostępna odpowiednia wielkość rezerwy regulacyjna, tak aby pokryć utratę jednostki wytwórczej. Jeśli utrata największego bloku nie jest pokryta przez wymaganą REZERWĘ REGULACJI WTÓRNEJ, musi być zrównoważona przez REZERWĘ REGULACJI TRÓJNEJ (rezerwę minutową).

Standardy

S1. Aktywizacja rezerwy trójnej. Każdy OSP musi natychmiast zaktywizować REZERWĘ TRÓJNOŚĆ w przypadku gdy nie jest dostępna wystarczająca wolna REZERWA REGULACJI WTÓRNEJ, w celu odbudowania REZERWY REGULACJI WTÓRNEJ.

Procedury

P1. Aktywizacja rezerwy trójnej. REZERWA TRÓJNOŚĆ jest aktywizowana poprzez zmianę całkowitego GRAFIKU WYMIANY danego OBSZARU / BLOKU REGULACYJNEGO (PROGRAM REGULACJI) albo poprzez zmianę planów pracy jednostek wytwórczych w danym OBSZARZE / BLOKU REGULACYJNYM.

D. Regulacja czasu

[Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE Załącznik 1 Rozdział D: Regulacja czasu, 2004]

Wprowadzenie

Celem REGULACJI CZASU jest monitorowanie i ograniczenie zaobserwowanych rozbieżności między czasem synchronicznym a czasem uniwersalnym (UTC) w OBSZARZE SYNCHRONICZNYM (osobno dla każdej strefy pracy synchronicznej w UCTE). Procedura ta jest stosowana w zależności od potrzeb w ciągu całego okresu niezakłóconej pracy synchronicznej, podczas której CZAS SYNCHRONICZNY jest taki sam we wszystkich obszarach. Podstawy i zasady techniczne REGULACJI CZASU zawarte są w Załączniku 1 (patrz ►A1-D)

Niniejsza część tematu zastępuje poprzednie zasady „UCTE technical rule for correction of synchronous time”/ „Techniczne zasady UCTE dla korekcji czasu synchronicznego” (z dnia 1 czerwca 1998 roku).

Kryteria

- C1. Tolerowany zakres rozbieżności.** Tolerowana rozbieżność między CZASEM SYNCHRONICZNYM a czasem UTC mieści się w przedziale ± 20 sekund.
- C2. Graniczny zakres rozbieżności.** Rozbieżność między CZASEM SYNCHRONICZNYM a czasem UTC w warunkach pracy normalnej, przy niezakłóconym funkcjonowaniu sieci połączonej, powinna mieścić się w przedziale ± 30 sekund.
- C3. Nadzwyczajny zakres rozbieżności.** W wyjątkowych warunkach, przy niezakłóconej pracy sieci połączonej rozbieżność między CZASEM SYNCHRONICZNYM a czasem UTC powinna mieścić się w przedziale ± 60 sekund.

Wymagania

- R1. Kontroler czasu.** Każdy OBSZAR SYNCHRONICZNY UCTE wyznacza jeden centralny podmiot („Kontrolera czasu”), który w sposób ciągły monitoruje odchylenie między CZASEM SYNCHRONICZNYM (który jest wyznaczony za pomocą całki z CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ w danej strefie synchronicznej) a czasem rzeczywistym (czasem uniwersalnym, UTC).
- R2. Wartość zadana częstotliwości dla regulacji wtórnej.** Dla celów REGULACJI CZASU dla zakresu z ►P1-D-C3 wymaga się, aby każdy OBSZAR REGULACYJNY (patrz ►P1-A) mógł dokonać zmiany wartości zadanej częstotliwości dla REGULACJI WTÓRNEJ.
- R3. Wartość zadana częstotliwości dla bloków.** Przy korekcie czasu dla zakresu z ►P1-D-C3 zadana wartość częstotliwości bloków pracujących w REGULACJI PIERWOTNEJ nie może być zmieniona.

Standardy

- S1. Wartość średnia częstotliwości.** Wartością średnią (jako wyniku współdziałania REGULACJI PIERWOTNEJ, REGULACJI WTÓRNEJ oraz REGULACJI CZASU) CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ powinna być częstotliwość znamionowa 50 Hz (patrz ►P1-A-C1) tak, aby średnie ODCHYLENIE CZASU było równe zeru.

- S2. Obliczanie odchylenia czasu.** ODCHYLENIE CZASU między CZASEM SYNCHRONICZNYM a czasem rzeczywistym obliczane jest dla godziny 08:00 każdego dnia. Czasem odniesienia jest czas środkowoeuropejski (CET = GMT + 1) z czasem letnim.
- S3. Zmiana nastawy dla korekty czasu.** Jeśli ODCHYLENIE CZASU jest w zakresie »P1-D-C1, zmiana nastawy dla korekty czasu wynosi zero. Jeśli odchylenie jest powyżej »P1-D-C1 i CZAS SYNCHRONICZNY jest opóźniony w stosunku do czasu rzeczywistego, zmiana nastawy wynosi +10 mHz. Jeśli odchylenie jest powyżej »P1-D-C1 i CZAS SYNCHRONICZNY wyprzedza czas rzeczywisty, zmiana nastawy wynosi -10 mHz.
- S3.1. Zmiana nastawy dla wyjątkowej korekty czasu.** Tylko w wyjątkowych warunkach przekraczających zakres »P1-D-C3 dla celu korekty CZASU SYNCHRONICZNEGO mogą być wykorzystywane zmiany nastawy większe niż 10 mHz (0.010 Hz). Są one ustalane przez kontrolera czasu.

- S4. Standard korekty czasu.** Dla celów zmiany nastawy korekty czasu stosowana jest jedna z następujących wielkości:
- S4.1. Wartość zadana częstotliwości.** Wartość zadana częstotliwości jest obliczana jako suma częstotliwości znamionowej 50 Hz oraz UCHYBU CZĘSTOTLIWOŚCI i obowiązuje dla wszystkich godzin w następnej dobie od godziny 00:00, i dotyczy działania REGULACJI WTÓRNEJ (patrz ►P1-D-R2) oraz obliczeń sprawdzających spełnienie kryteriów przez REGULACJĘ WTÓRNĄ. Wszystkie OSP-y nastawiają przekazaną im wartość zadaną częstotliwości w swoich REGULATORACH CENTRALNYCH na wszystkie godziny następnej doby.
- S5. Powiadomienie o korekcie czasu.** Informacja dotycząca wprowadzenia korekty czasu jest przekazywana przez kontrolera czasu codziennie o godzinie 10:00 wszystkim OBSZAROM / BLOKOM REGULACYJNYM OBSZARU SYNCHRONICZNEGO. OBSZARY / BLOKI REGULACYJNE bezzwłocznie przekazują tę informację swoim pod-obszarom.
- S5.1. Zawartość powiadomienia.** Każde powiadomienie zawiera odchylenie czasu, nastawę korekty czasu, procedurę korekty czasu oraz datę i czas trwania korekty.
- S5.2. Przesyłanie powiadomienia.** Powiadomienie to jest przesyłane przy wykorzystaniu bezpiecznej i niezawodnej łączności elektronicznej pozwalającej na zastosowanie półautomatycznej procedury.
- S6. Regularna publikacja korekty czasu.** ODCHYLENIA CZASU i zawiadomienia o korektach czasu są publikowane miesięcznie przez kontrolera czasu.

Procedury

- P1. Kontroler czasu UCTE.** W normalnych warunkach pracy połączonych systemów UCTE odchyłkę między CZASEM SYNCHRONICZNYM a czasem rzeczywistym monitoruje w trybie ciągłym centrum regulacyjne ETRANS w Laufenburgu.
- P2. Powiadomienie o korekcie czasu.** W normalnych warunkach pracy połączonych systemów UCTE, Laufenburg (ETTRANS) przekazuje informację o korekcji czasu do wyznaczonych OSP-ów.
- P3. Resynchronizacja obszarów.** Przed ponownym połączeniem pracujących asynchronicznie obszarów UCTE różnice ODCHYLEŃ CZASU w tych różnych OBSZARACH SYNCHRONICZNYCH muszą być w zakresie docelowym. Mniejsza sieć, która będzie przyłączana musi ograniczyć tę różnicę i przejąć czas synchroniczny od większej sieci w momencie resynchronizacji.
- P4. Nadzwyczajne powiadomienie.** W przypadku braku powiadomienia o korekcie u danego OSP stosuje on, jako wartość zadaną częstotliwości dla REGULACJI WTÓRNEJ częstotliwość znamionową 50 Hz (patrz ►P1-A-C1) dopóki nie otrzyma nadzwyczajnego powiadomienia.

E. Środki podejmowane w warunkach awaryjnych

[UCPTE Rule 15: Measures for frequency control and precautions for the decrease of the frequency value, 1965 / Zasada UCTE 15: Środki podejmowane dla regulacji częstotliwości oraz dla zmniejszenia wartości częstotliwości, 1965]

[UCPTE Rule: Recommendations for the frequency in the interconnected operation of the UCPTE, 1996 / Zasada UCTE: Zalecenia dotyczące częstotliwości w pracy połączonej w UCPTE, 1996]

Wprowadzenie

SYTUACJE AWARYJNE w połączonych systemach UCTE pojawiają się na skutek zakłóconych warunków pracy spowodowanych obniżeniem poziomu mocy wytwórczej, awaryjnym wyłączeniem / PRZECIĄŻENIEM linii przesyłowych, które nie mogą być pokryte przez rezerwy operacyjne danego OSP i powodują niezbilansowanie MOCY CZYNNEJ lub spadek NAPIĘCIA. Kiedy pojawi się zakłócenie, zaburzenie pracy może rozprzestrzenić się na rozległym obszarze w bardzo krótkim czasie. W przeciwieństwie do zagadnienia „Bezpieczeństwa operacyjnego” któremu poświęcony jest temat 3 (patrz ►P3), celem niniejszej części jest wyszczególnienie możliwych bezpośrednich środków podejmowanych w celu utrzymania pracy połączonych systemów UCTE.

Podstawowym kryterium obserwacji warunków normalnej pracy jest CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA (patrz ►P1-A-C2). CHARAKTERYSTYKA MOCOWO-CZĘSTOTLIWOŚCIOWA SIECI (patrz ►P1-A-C4) zależy od rozmiaru SIECI POŁĄCZONYCH. Znaczna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI (spowodowana utratą mocy wytwórczej) jest bardziej prawdopodobne w małych systemach izolowanych niż w wielkim OBSZARZE SYNCHRONICZNYM.

Kryteria

C1. Warunki pracy. Ze względu na wielkość rzeczywistej CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ zdefiniowane są następujące warunki pracy:

C1.1. Normalne warunki pracy / Praca bezzakłócenkowa. Jeśli wartość bezwzględna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI (wartość bezwzględna odchylenia od wartości znamionowej CZĘSTOTLIWOŚCI SYSTEMOWEJ równej 50 Hz patrz ►P1-A-C1) nie przekracza 50 mHz warunki pracy systemu uważa się za niezakłócone (normalne warunki pracy).

C1.2. Zakłócone warunki pracy. Jeśli wartość bezwzględna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI jest większa niż 50 mHz, ale mniejsza niż 150 mHz warunki pracy systemu uważa się za zakłócone, lecz nie niosące ze sobą dużego ryzyka, przy założeniu że systemy regulacji (regulatory i rezerwy) w OBSZARACH / BLOKACH REGULACYJNYCH dotkniętych zakłóceniem są na pewno gotowe do działania.

C1.3. Awaryjne warunki pracy. Jeśli wartość bezwzględna ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI jest większa niż 150 mHz warunki pracy systemu uważa się za awaryjne, gdyż występuje znaczące ryzyko nieprawidłowej pracy sieci połączonej.

C1.4. Krytyczne warunki pracy. Jeśli ODCHYLENIA CZĘSTOTLIWOŚCI osiąga krytyczną wartość 2,5 Hz (co oznacza, że częstotliwość systemowa sięga 47,5 Hz, dla wzrostu częstotliwości granicą jest 51,5 Hz) następuje uaktywnienie się automatycznego odłączania generatorów, a praca sieci w połączeniu jest na granicy.

Wymagania

R1. Możliwość awaryjnego zrzutu obciążenia. Dla przypadków, gdy pojawia się poważny spadek częstotliwości, muszą być zainstalowane automatyczne urządzenia do AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA reagujące na kryterium częstotliwościowe (patrz ►P1-A-C2.4).

- R2. Zadeklarowanie sytuacji awaryjnej.** Każdy OSP musi zadeklarować i scharakteryzować sytuację awaryjną do wiadomości wszystkich zainteresowanych przedsiębiorstw. Należy jasno stwierdzić, że rozwiązywanie problemów sytuacji awaryjnej ma najwyższy priorytet.
- R3. Koordynacja.** Sąsiadujący OSP powinni zadeklarować w dwustronnej umowie międzyoperatorskiej, warunki pomocy awaryjnej, w tym warunek dotyczący pomocy awaryjnej z systemów zdalnego sterowania. Wszyscy OSP muszą koordynować AWARYJNY ZRZUT OBCIĄŻENIA oraz plan działań w sytuacjach awaryjnych.
- R4. Dokładność pomiarów częstotliwości dla celów awaryjnego zrzutu obciążenia.** Dokładność pomiarów częstotliwości dla celów AWARYJNEGO ZRZUTU OBCIĄŻENIA musi być utrzymywana w przedziale 5 – 10 mHz. Jeśli duży próg wyzwaczy nie spowoduje poważnych problemów w systemie wystarczająca jest dokładność rzędu 50 – 100 mHz, przy czym każdorazowo wymaga to obserwacji i oceny.
- R5. Wyposażenie linii międzysystemowych.** Uzyskanie korzyści lub pomocy z pracy w połączeniu wymaga wyposażenia LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ w jednofazowe urządzenia szybkiego ponownego załączania oraz w AUTOMATYCZNĄ APARATURĘ SAMOCZYNNEGO POWTÓRNEGO ZAŁĄCZANIA w przypadku zwarć jednofazowych.
- R6. Sygnalizowanie przeciążenia.** Wszystkie LINIE WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ oraz duże transformatory muszą być wyposażone w urządzenia sygnalizujące przeciążenia.
- R.7 Wyposażenie jednostek wytwórczych.** W zależności od charakterystyki systemu (struktura wytwarzania, konfiguracja sieci, itp.) odpowiednia ilość zespołów wytwórczych musi być wyposażona w urządzenia pozwalające, w przypadku podziału sieci, na izolację tych jednostek od reszty systemu i utrzymanie ich na POTRZEBACH WŁASNYCH co powala, jeśli tylko to możliwe ze względów sieciowych, na szybszą ich synchronizację i wznowienie przez nie wytwarzania. Należy unikać sytuacji, kiedy po odłączeniu od sieci maszyny osiągają wartości graniczne prędkości obrotowej dla ich wyłączenia, z powodu utraty obciążenia.
- R.8 Dostępność systemu SCADA.** W przypadku ogólnego spadku napięcia, centra regulacyjne, centra eksploatacyjne, stacje elektroenergetyczne, układy telekomunikacyjne oraz zdalne układy sterowania muszą pozostawać zdolne do pracy celem umożliwienia przeprowadzenia odbudowy systemu. Utrata połączenia telekomunikacyjnego lub pomiarowo - regulacyjnego pomiędzy centrami regulacyjnymi, centrami eksploatacyjnymi, urządzeniami wytwórczymi / przesyłowymi nie może wpływać na pracę systemu.

Standardy

- S1. Utrzymywanie pracy w połączeniu.** Głównym celem wszystkich partnerów w sytuacji awaryjnej jest utrzymanie synchronicznej pracy systemu UCTE. OSP (na terenie którego pojawiła się awaria, lub który spowodował sytuację awaryjną) musi natychmiast podjąć wszelkie możliwe środki w celu przywrócenia normalnych warunków pracy, z uwzględnieniem dostępnych w tym czasie środków i zasobów. Uzyskanie pomocy z pracy w połączeniu wymaga wyposażenia LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ w jednofazowe urządzenia szybkiego ponownego załączania oraz w AUTOMATYCZNĄ APARATURĘ SAMOCZYNNEGO POWTÓRNEGO ZAŁĄCZANIA w przypadku zwarć jednofazowych. Dla umożliwienia dostarczania pomocy poprzez połączenia synchroniczne należy unikać tak długo, jak to możliwe (i pozwalają na to warunki pracy równoległej) zamierzonego wyłączenia LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ.
- S2. Powiadomianie systemów sąsiednich.** Wszyscy OSP muszą poinformować sąsiednich OSP o sytuacji awaryjnej i poprosić o współpracę.

Wytyczne

- G1. Nadwyżka mocy.** W przypadku krytycznego wzrostu częstotliwości systemowej (znaczną nadwyżką mocy wytwarzanej) należy ograniczyć (do minimum) wytwarzanie mocy i

natychmiast zwiększyć pracę pomp. Jeśli pomimo to CZĘSTOTLIWOŚĆ SYSTEMOWA jest nadal na krytycznym poziomie, jednostki wytwórcze powinny się odłączyć.

G2. Niedobór mocy. W przypadku znaczącego niedoboru mocy powodującego krytyczny spadek częstotliwości systemowej należy natychmiast podjąć następujące działania: zatrzymanie lub zredukowanie pracy pomp w elektrowniach szczytowo-pompowych, zwiększenie (do maksimum) mocy wszystkich pracujących jednostek oraz załączenie wszystkich możliwych rezerw szybkiego startu.