

dr inż. Witold HOPPEL
mgr inż. Bartosz OLEJNIK

ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA DLA SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA Z ELEKTROWNIAMI LOKALNYMI

1. Wstęp i zakres

Artykuł dotyczy tylko sieci z elektrowniami lokalnymi przyłączonymi do linii średniego napięcia wyprowadzonych ze stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN, którym głównym zadaniem jest zasilanie odbiorców i wartość mocy pobieranej z sieci 110 kV jest przeważnie znacznie większa od mocy wytwarzanej przez źródła lokalne (w dalszej części tekstu będzie używane oznaczenie elektrownia lokalna: E-L). Właściwości takich układów nie zależą od rodzaju zastosowanej energii pierwotnej (woda, wiatr, biomasa), ale od rodzaju generatorów i parametrów sieci.

Może trzeba zaznaczyć, że wielu specjalistów i projektantów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) dla takich układów różni się poglądami już od tego momentu, jak powinna zachować się E-L w przypadku zakłóceń w sieci, aż po dobór zabezpieczeń, a szczególnie już podejściem do doboru nastaw kryteriów oraz czasów ich działania. Podane w niniejszym artykule zasady należy traktować jako propozycję, a wartość merytoryczną ocenić samodzielnie. Celowo autorzy nie będą wskazywać literatury źródłowej, aby nie oceniać innych układów czy specjalistów, bo może to być mało obiektywne. Wydaje się, że dopiero eksploatacja wykaże wyższość niektórych teorii po wystąpieniu awarii w sieci z E-L i ich prawidłowej lub nieprawidłowej likwidacji. Dodatkową trudnością jest często słabe rozpoznanie automatyk zainstalowanych w samych E-L z powodu braku danych lub celowego działania producenta.

W artykule nie podano sposobów obliczania prądów zwarciovych. Można skorzystać z wyspecjalizowanych programów lub ogólnie stosowanych zasad.

2. Rodzaje elektrowni lokalnych i sposoby przyłączeń

Z punktu widzenia typu generatorów można dokonać następującego podziału:

- a) synchroniczne – pracujące synchronicznie z siecią, czyli przyłączone bezpośrednio (bez układów prostowniczo-falowniczych) – najbardziej niebezpieczne, ponieważ powodują wzrost mocy zwarciovych i niebezpieczeństwo utrzymania się tzw. wyspy obciążeniowej,
- b) asynchroniczne – mniej niebezpieczne, ale jednak generują prąd zwarciovowy – przeważnie w dość krótkim czasie, ponieważ w zasadzie wymagają współpracy ze źródłem mocy biernej,

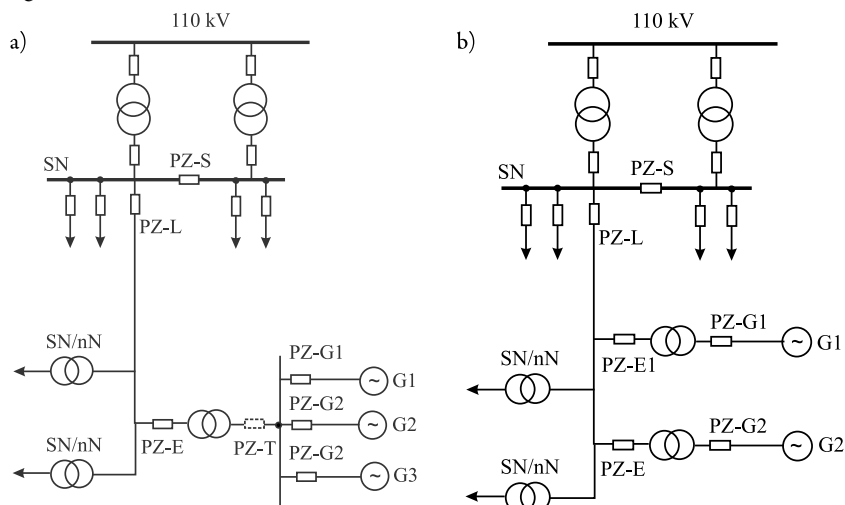
- c) synchroniczne – pracujące asynchronicznie z siecią, czyli przyłączone pośrednio (z układami prostowniczo-falowniczymi) – najbardziej bezpieczne, ale spotykane raczej w dużych farmach wiatrowych, których artykuł nie dotyczy.

W odniesieniu do źródeł podanych w punkcie b należy stwierdzić, że możliwe są różne ich zachowania. W badaniach doświadczalnych, w których brała udział Politechnika Poznańska wykazano, że prąd zwarciovowy mogą generować nawet przez kilka sekund.

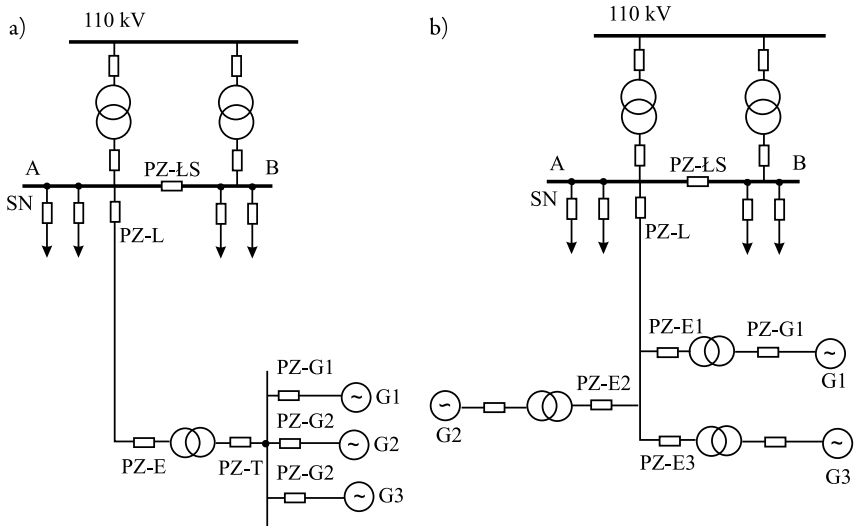
Rozpatrywane będą tylko przyłączenia wg schematów podanych na rys. 1 i 2. Na rys. 1 E-L są przyłączone do linii z odbiorcami, czyli stacjami SN/nN. Sposób przyłączenia może być bardzo różny, na rys. 1a jest jedna elektrownia z jednym wspólnym transformatorem i kilkoma generatorami (tak jest często dla elektrowni wodnych), a na rys. 1b kilka elektrowni przyłączonych w różnych miejscach linii (tak może być dla małych elektrowni wiatrowych). Białe prostokąty oznaczają „punkt zabezpieczeniowy” oznaczany dalej jako PZ, który składa się przynajmniej z przekładników (prądowych, bez/i/lub napięciowych), zabezpieczenia i wyłącznika.

Na rys. 2 E-L są przyłączone do linii tzw. abonenckiej, nie ma w niej odbiorców. Mogą wystąpić układy różniące się od podanych liczbą przyłączonych źródeł, czy innymi szczegółami, ale te różnice nie będą wpływać na ogólny podział.

Wyposażenie w zabezpieczenia także może być różne. Przykładowo – dla układu na rys. 1a tuż przed punktem zabezpieczeniowym PZ-E od strony linii może być jeszcze zainstalowany zdalnie sterowany tzw. reklozer, który także jest wyposażony w zabezpieczenia. W tym samym przykładzie nie musi być punktu zabezpieczeniowego PZ-T.



Rys. 1. Przyłączenie E-L do linii z odbiorcami. Objaśnienia do rysunków 1 i 2: PZ-L – punkt zabezpieczeniowy linii w stacji transformatorowo-rozdzielczej, PZ-S – łącznika szyn, PZ-E – elektrowni lokalnej, PZ-G – generatora



Rys. 2. Przyłączenie do linii abonenckiej

3. Wymagania ogólne

Układowi EAZ w sieciach z E-L stawia się następujące wymagania:

- selektywność i wybiórczość, szybkość i pewność działania, czułość, ekonomiczność, czyli to samo, co typowym układom dla klasycznych sieci, ale oprócz tego pewne wymagania szczegółowe,
- umożliwienie wykonania poprawnego cyklu SPZ w pobliskich liniach napowietrznych,
- umożliwienie wykonania cyklu SZR pomiędzy sekcjami stacji 110 kV/SN,
- prawidłowe działanie zabezpieczenia szyn zbiorczych i lokalnej rezerwy wyłącznikowej w stacji 110 kV/SN,
- ochronę przed skutkami pracy wyspowej (szczególnie pod względem obniżenia lub wzrostu napięcia czyli jakości energii elektrycznej).

Podczas prowadzonej analizy przyjęto założenie, że pola w stacji 110 kV/SN są wyposażone w typowe zabezpieczenia i automatyki: SPZ, SZR, SCO, LRW oraz nadprądowo-logiczne zabezpieczenie szyn zbiorczych. Od skutków zwarć międzyfazowych stosuje się zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove, a od doziemnych oparte na składowych zerowych prądzie i napięciu oraz wielkości od nich pochodzących.

W zależności od szczegółów technicznych, w tym od rodzaju zastosowanych zabezpieczeń, ale również ich nastaw, mogą być następujące zagrożenia od elektrowni lokalnych:

- utworzenie wyspy obciążeniowej o niewłaściwych parametrach energii elektrycznej, szczególnie groźny jest wzrost napięcia,

- b) możliwość zbędnych wyłączeń linii z elektrowniami lokalnymi podczas zwarc w innych częściach sieci,
- c) utrudnianie automatyki SPZ przez podtrzymywanie napięcia i łuku elektrycznego,
- d) utrudnianie realizacji cyklu automatyki SZR, jeśli przełączana jest sekcja rozdzielni SN,
- e) niepotrzebna blokada zabezpieczenia szyn zbiorczych podczas zwarc na szynach,
- f) trudności w realizacji LRW.

W podpunktach 4–6 przedstawione zostaną zasady doboru zabezpieczeń i ich nastaw dla sieci z liniami, do których przyłączeni są jednocześnie odbiorcy i E-L. W podpunkcie 7 podane zostaną tylko różnice w tych zasadach w stosunku do linii abonenckich. Natomiast punkt 8 dotyczy automatyki SZR dla obu rodzajów przyłączenia.

4. Zwarcia międzyfazowe w sieci SN

Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne

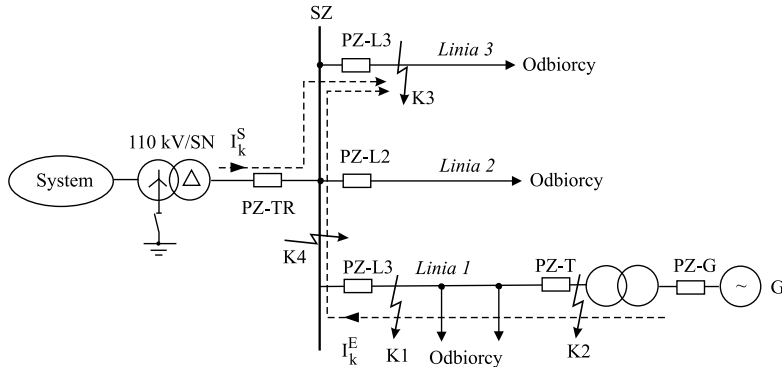
Ocena zagrożeń i pewne sugestie odnośnie możliwości ich uniknięcia podczas zwarc międzyfazowych przeprowadzone będą na podstawie układu pokazanego na rys. 3. Miejsca zwarc, dla których będzie prowadzona analiza, oznaczono symbolami od K1 do K4.

W każdym z tych zwarc prąd zwarcowy jest wynikiem superpozycji dwóch składowych: płynącej od strony systemu elektroenergetycznego (I^s_k) i od strony E-L (I^E_k).

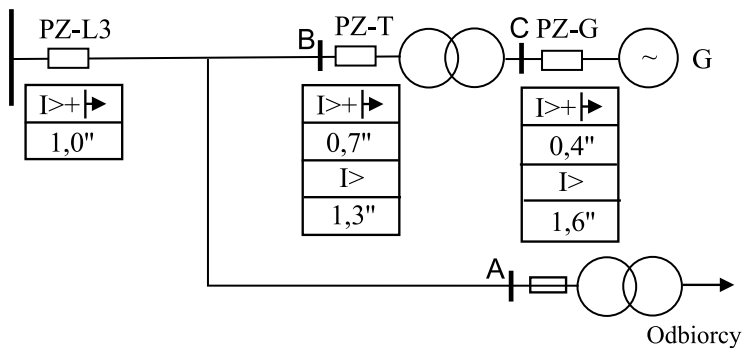
W [1], która jest dokumentem przestarzałym i już nieobowiązującym, znajdowało się wymaganie, aby podczas zwarc w linii 1 najpierw wyłączała się E-L (w miejscu PZ-T lub PZ-G). Przypuszczać można, że genezą tego zalecenia jest uniknięcie pracy wyspowej. Jednakże podczas zasilania zwarcia przez E-L utrzymanie się wyspy jest niemożliwe. Taki wymóg potwierdzają niektórzy autorzy. Nie kwestionując jego słuszności należy jednak zauważyć, że w celu jego osiągnięcia opóźnienie czasowe zabezpieczenia w miejscu PZ-T lub PZ-G musi być mniejsze od zastosowanego w punkcie PZL-3. Stąd już prosta droga, że podczas zwarc w linii 1 lub linii 2 (np. w K3), była również wyłączana E-L, chociaż jest to niepotrzebne. Należy zapytać, czy była to idea słuszna, że obojętnie, w którym miejscu sieci jest zwarcie, w pierwszej kolejności wyłącza się E-L? Kiedyś dogmatem była zasada, że opóźnienia czasowe wzrastały w stronę źródła mocy, a jak to nie wystarczało w celu uzyskania selektywności, zalecano blokady kierunkowe. Podczas zwarc w liniach 1 i 2 również istnieje niebezpieczeństwo zadziałania zabezpieczenia zwłocznego i zwarcowego w punkcie PZL-3.

Stąd proponuje się wprowadzenie blokad kierunkowych i przykładowych nastaw czasowych wg propozycji pokazanej na rys. 4, gdzie każde zwarcie w linii i E-L będzie wyłączone selektywnie. W punktach PZ-L3, PZ-T i PZ-G są proponowane dwa zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne: jedno z czasem dłuższym bez blokady kierunkowej i drugie z czasem krótszym, z blokadą kierunkową. Problemem może być zapew-

nienie blokad kierunkowych dla zabezpieczeń nadprądowych, terminale polowe są w nie wyposażane, ale nie zawsze w każdym miejscu sieci są przekładniki napięciowe.



Rys. 3. Działanie zabezpieczeń nadprądowych od skutków zwarć międzyfazowych SZ



Rys. 4. Propozycja doboru zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych dla linii z generacją i odbiorcami

W przykładzie zastosowano stopniowanie nastaw czasowych co 0,3 s, a nie jak najczęściej się przyjmuje – 0,5 s. W przypadku stosowania zabezpieczeń cyfrowych jest to jak najbardziej zalecane, chociaż jeszcze niezbyt często stosowane.

W punkcie PZ-L3 wartość nastawcza prądu powinna być dobrana wg zależności:

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{k_b k_r I_{\text{max}}}{k_p \mathcal{G}_i} \quad (1)$$

gdzie:

I_{nast} – nastawa prądowa zabezpieczenia,

k_b – współczynnik bezpieczeństwa, który można przyjmować równy 1,1–1,2,

k_r – współczynnik samorozruchu silników zasilanych z zabezpieczanego odcinka sieci, zależnie od udziału obciążenia silnikowego w ogólnym obciążeniu, zakres jego wartości to 1–4,

I_{\max} – prąd największego obciążenia zabezpieczanego odcinka linii, w zależności od mocy E-L może to być prąd wynikający z jej mocy znamionowej lub prąd wynikający z parametrów odbiorców przy np. nieczynnej E-L.

Można skorzystać także z uproszczonej zależności:

$$I_{\text{nast}} = (1,1 \div 1,2) \cdot I_{\text{n2}} \quad (2)$$

w której:

I_{n2} – znamionowy prąd wtórny przekładników prądowych współpracujących z zabezpieczeniem.

Czułość należy sprawdzić wg wzoru:

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{I_{\text{kmin}}}{k_c \mathcal{Q}_1} \quad (3)$$

I_{kmin} – minimalny płynący przez punkt zabezpieczeniowy podczas zwarcia na końcu chronionego odcinka (jest to zawsze prąd zwarcia dwufazowego dla układu sieci, kiedy jest on najmniejszy – np. dla sezonu letniego),

k_c – współczynnik czułości, który należy przyjmować 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych, a 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

Czułość należy sprawdzić dla następujących przypadków:

- w miejscach A i B przy wymaganym $k_c = 1,5$,
- w miejscu C przy $k_c = 1,2$ (może z tym wymaganem być problem).

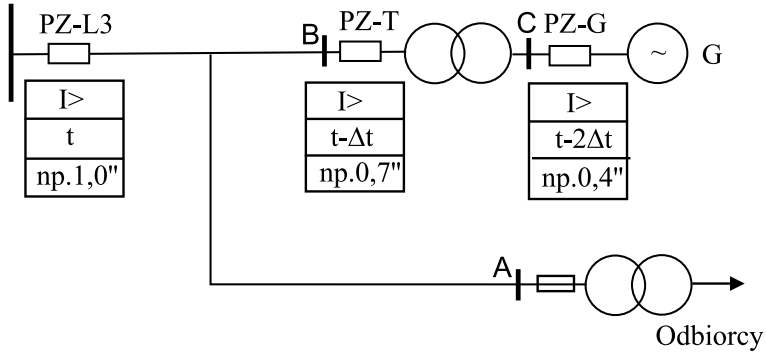
Dla zabezpieczeń PZ-T i PZ-G należy skorzystać ze wzoru (1) oraz sprawdzić czułość wg wzoru (2). Dla PZ-T należy dokonać sprawdzenia czułości dla punktu A biorąc pod uwagę prąd płynący tylko od strony G i dla zwarcia na szynach stacji 110 kV/SN przy $k_c = 1,5$ oraz dla punktu C biorąc pod uwagę prąd płynący od strony systemu elektroenergetycznego także przy $k_c = 1,5$. Dla PZ-T należy czułość sprawdzić dla zwarcia w G biorąc pod uwagę prąd zwarciaowy płynący od systemu, a w punktach C i B od strony G.

Jeśli w pobliżu PZ-T zostanie wprowadzony tzw. reklozer, to już nie będzie można uzyskać selektywności, ponieważ „zabraknie” stopniowania czasowego. Można w PZL-3 zwiększyć opóźnienie czasowe do np. 1,3 lub 1,5 s i tę możliwość uzyskać. Wydaje się, że tak reklozer i zabezpieczenie w PZ-T można nastawić tak samo i nie wymagać selektywności między tymi punktami, ponieważ fizyczna odległość między nimi będzie bardzo mała. Zadaniem reklozera jest najczęściej uzyskanie możliwości zdalnego wyłączania elektrowni przez dyspozycję bez ingerencji w urządzeniu nie będącej własnością operatora sieci.

Jeśli nie ma możliwości wprowadzenia blokad kierunkowych, proponuje się dobór zabezpieczeń jak na rys. 5. Podano przy tym ogólniejsze wyrażenia na dobór opóźnienia czasowego. Stopniowanie zaczęto od nastawy w polu liniowym rozdzielni, bo jak już wspomniano, zwiększenie tej nastawy jest nadzwyczaj trudne i niewskazane. Konkretnie wartości są tylko przykładem. W tej sytuacji każde zwarcie

międzyfazowe we współpracującej sieci SN grozi wyłączeniem E-L. Wartości nastawcze prądów należy dobrać wg zależności 1–3. Nie jest to rozwiązanie zgodne z klasycznymi zasadami EAZ, bo nie ma selektywności, ale jest proste, a zwarcie zostanie wyłączone. Należy przewidywać, że w przypadku zwarcia międzyfazowego w innej linii najpierw wyłączą się E-L, a dopiero później linia uszkodzona.

SZ



Rys. 5. Uproszczony wariant doboru zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných dla linii z odbiorcami

Zabezpieczenia nadprądowe zwarciove

Zabezpieczenia te są wymagane w PZL-3 dla linii i przynajmniej w PZ-T dla transformatora elektrowni.

Zabezpieczenie zwarciove w PZL-3 powinno być tak nastawione, aby jego zasięg kończył się przed punktem PZ-T. Wymaganie to można zrealizować dobierając nastawę wg wzoru

$$I_{\text{nast}} \geq \frac{k_b I_{\text{kmax}}}{g_1} \quad (4)$$

gdzie:

k_b – współczynnik bezpieczeństwa przyjmowany w granicach od 1,2 do 1,6,
 I_{kmax} – maksymalny prąd zwarciovy płynący przez PZL-3 od strony systemu elektroenergetycznego podczas zwarcia w pobliżu PZ-T, będzie to prąd zwarcia trójfazowego przy największej mocy zwarciovej na szynach stacji 110 kV/SN.

Opóźnienie czasowe tego zabezpieczenia może być w granicach 0,1 s – 0,3 s, przy czym trudno wskazać jasną regułę doboru. Dla uzyskania maksymalnej wartości tego czasu prowadzi się czasem obliczenia wytrzymałości cieplnej przewodów linii napowietrznych. Ocena nastaw zabezpieczeń istniejących układów bardzo często wykazuje zbyt małą wartość nastawy prądu, co grozi zbędnymi wyłączeniami odbiorców przy zwarciach pomiędzy PZ-T a G. Co gorsza, często zabezpieczenie zwarciove w PZ-L3 (ogólniej: na początku linii) ma zbyt mały zakres nastawy prądowej,

aby dokonać wystarczającego jej zwiększenia dla uzyskania selektywności, należy wówczas wymienić zabezpieczenie lub przekładniki prądowe.

Należy na wszelki wypadek też sprawdzić, czy przy zwarciu na szynach zbiorczych prąd płynący do nich od strony G nie spowoduje zadziałania zabezpieczenia zwarciego w punkcie PZ-L3. Nie chodzi przy tym o brak działania podczas zwarcia na szynach zbiorczych, bo to i tak doprowadzi do wyłączenia E-L, ale podczas zwarć na początku pozostałych linii wyprowadzonych ze stacji 110 kV/SN. Powinna więc być sprawdzona zależność (4) przy wstawieniu jako I_{kmax} wartości maksymalnego prądu zwarciego płynącego od strony E-L przy zwarciu na szynach zbiorczych. Jeśli wymaganie nie jest spełnione, co jest rzadkością, należy dla zabezpieczenia zwarciego w punkcie PZ-L3 zastosować blokadę kierunkową. Niespełnienie wymagania nastąpi tylko wówczas, jeśli przy zwarciu na szynach zbiorczych prąd płynący od strony E-L jest większy o przynajmniej 20% od prądu płynącego od strony systemu elektroenergetycznego. Wystąpienie tego warunku jest możliwe przy małej odległości elektrycznej E-L od szyn zbiorczych i dużej mocy (rzędu kilku MW).

Zabezpieczenie zwarcie transformatora w punkcie PZ-T, które stanowi jego ochronę podczas zwarć wewnętrznych, należy nastawić wg wartości większej uzyskanej z dwóch zależności:

$$I_{nast} \geq \frac{k'_b I_{nT}}{k_p \mathcal{G}_i} \quad (5a)$$

$$I_{nast} \geq \frac{k''_b I_{kmax}}{k_p \mathcal{G}_i} \quad (5b)$$

w których:

I_{nT} – prąd znamionowy transformatora,

I_{kmax} – maksymalny prąd zwarcieowy na szynach za transformatorem,

k'_b – współczynnik bezpieczeństwa uwzględniający udar prądu magnesującego przy załączaniu transformatora na bieg jałowy ($k'_b = 4-8$),

k''_b – współczynnik bezpieczeństwa dla odstrojenia nastawy prądowej zabezpieczenia od zabezpieczeń zwłoczących znajdujących się za transformatorem, czyli praktycznie w PZ-G ($k''_b = 1,2-1,6$).

Zależność (5a) ma uchronić transformator od zbędnych wyłączeń od udaru prądu magnesującego. Zakłada się przy tym, że jest on załączany pod napięcie tylko od strony sieci i generator(y) są do niego synchronizowane. Wartość współczynnika k'_b jest zależna od opóźnienia czasowego, które powinno być w granicach 0,1 s – 0,3 s, im dłuższy czas, tym współczynnik może być mniejszy. Ponieważ udar prądu magnesującego jest zależny od szeregu czynników, można wykonać kilka załączeń transformatora i sprawdzić jego wartość rejestratorem lub przynajmniej przeanalizować zachowanie się zabezpieczenia. Należy przyjąć, że jego rozruchy są dopuszczalne, nie powinno nastąpić zadziałanie, przy czym powinien być jeszcze zachowany margi-

nes bezpieczeństwa. Rozruch powinien się skończyć (zdaniem autorów) przynajmniej przed upłynięciem czasu równego połowie nastawy.

Jeśli transformator ma moc 5 MVA lub więcej, należy zastosować zabezpieczenie różnicowe wzdłużne stabilizowane, ale taka moc w rozpatrywanych elektrowniach lokalnych nie jest spotykana, a jeśli tak, to nadzwyczaj rzadko.

Jeśli w układzie nie będzie blokady kierunkowej dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych, to nie zmieniają się zasady doboru zabezpieczeń zwarciovych.

Zabezpieczenie szyn zbiorczych

Jest to zawsze wydzielone zabezpieczenie, a w sieciach SN działa ono tylko podczas zwarć międzyfazowych.

Przeważnie w rozdzielni SN stacji 110 kV/S jest zastosowane nadprądowo-logiczne zabezpieczenie szyn zbiorczych (ZSZ) zainstalowane w punkcie PZ-TR (czyli w polu SN transformatora 110 kV/SN) i blokowane logicznie podczas zwarć w odplywach (liniowych, transformatora uziemiającego, baterii kondensatorów) od elementu nadprądowego, czyli w punktach na rys. 3 oznaczonych jako PZL – także w PZ-L3. Blokowanie to odbywa się przez zamknięcie przełącznika wyjściowego i podanie napięcia stałego, ale po wprowadzeniu protokołu IEC 61850 może się to odbywać programowo. W sieci z E-L możliwe jest wystąpienie zbędnej blokady ZSZ podczas zwarcia w punkcie K4 wg rys. 3, ponieważ miejsce zwarcia jest zasilane prądem zwarciovym od strony źródła G. ZSZ ma opóźnienia czasowe bardzo krótkie w celu ograniczenia szkód zwarciovych, rzędu 0,1 s – 0,2 s. Jeśli nastąpi zbędna blokada, to najpierw musi nastąpić zadziałanie innego zabezpieczenia w PZ-L3, PZ-T lub PZ-G, a dopiero potem zaniknie blokada i zadziała zabezpieczenie szyn zbiorczych, czyli doprowadzi to do znacznego wydłużenia czasu trwania groźnego zwarcia. Zjawisko zostało stwierdzone tak doświadczalnie, jak i obliczeniowo w kilku analizowanych stacjach, a służby eksploatacyjne zupełnie nie zdają sobie sprawy z jego istnienia. Można jemu zapobiec przez właściwy dobór nastawy elementu blokady w polach liniowych lub wprowadzeniem blokady kierunkowej dla elementu blokującego (blokada dla blokady jest pojęciem i działaniem bardzo niekomunikatywnym). Niestety, w wielu rozdzielniach trudno wykonać nawet jedno z proponowanych działań ze względu na przestarzałe układy zabezpieczeń. Jeśli element blokujący ZSZ w punkcie PZ-L3 ma wydzieloną nastawę, tak jak to jest w większości współczesnych terminali polowych, to należy dobrać nastawę w ten sposób, aby blokada pojawiła się tylko w odpowiednich sytuacjach.

Stąd właściwe nastawy zabezpieczenia szyn zbiorczych są następujące:

$$I_{\text{nast}}^T = I_{\text{nast}}^S > \frac{k_b I_{\text{max}}}{k_p \mathcal{G}_i} \quad (6),$$

$$I_{\text{nast}}^T = I_{\text{nast}}^S \leq \frac{I_{\text{kmin}}}{k_c \mathcal{G}_i} \quad (7),$$

w których:

I_{nast}^T, I_{nast}^S – nastawy elementów rozruchowych zabezpieczenia szyn zbiorczych w polach: SN transformatora (PZ-TR wg rys. 3) i łącznika szyn (PZ-S wg rys. 3),

I_{max} – największy prąd roboczy w danym elemencie z uwzględnieniem możliwych przeciążeń,

k_b – współczynnik bezpieczeństwa, należy przyjmować przynajmniej 2, ale jeśli czułość pozwala, nawet 4,

I_{kmin} – minimalny prąd zwarcia dwufazowego płynący przez punkt zabezpieczeniowy od strony systemu elektroenergetycznego podczas zwarcia na szynach zbiorczych,

k_c – współczynnik czułości, który należy przyjmować nie mniejszy niż 2,

\mathcal{G}_i – przekładnia przekładników prądowych odpowiednio w polu transformatora lub polu łącznika szyn.

Elementy blokady w polach odpływowych w liniach bez generacji powinny być nastawiane wg wzorów:

a) Zasięg blokady musi być większy od zasięgu elementu rozruchowego, czyli:

$$I_{nast}^T \geq k_b I_{bl} \quad (8a)$$

co prowadzi do wzoru:

$$I_{bl} \leq \frac{I_{nast}^T \mathcal{G}_i^T}{k_b \mathcal{G}_i^L} \quad (8b)$$

Warunku tego nigdy się w praktyce nie sprawdza, ponieważ nawet przy zbliżonych nastawach elementu rozruchowego w polu SN transformatora i polach odpływowych po stronie wtórnej, jest on spełniany jakby automatycznie z powodu większej przekładni przekładników prądowych w polu SN transformatora lub łącznika szyn.

b) Blokada nie może działać podczas największego prądu obciążenia linii, czyli należy skorzystać ze wzoru (1) przy dużym współczynniku bezpieczeństwa k_b w granicach 2–4.

c) W linii z generacją blokada nie może działać podczas zwarcia na szynach, czyli powinien być spełniony warunek:

$$I_{bl} \geq \frac{k_b I_{kmin}^G}{\mathcal{G}_i^L} \quad (9)$$

gdzie:

k_b – współczynnik bezpieczeństwa rzędu 1,3–1,6,

I_{kmin}^G – najmniejszy prąd zwarciaowy płynący w miejscu blokady od strony E-L podczas zwarcia na szynach zbiorczych rozdzielni,

\mathcal{G}_i^L – przekładnia przekładników prądowych w miejscu blokady.

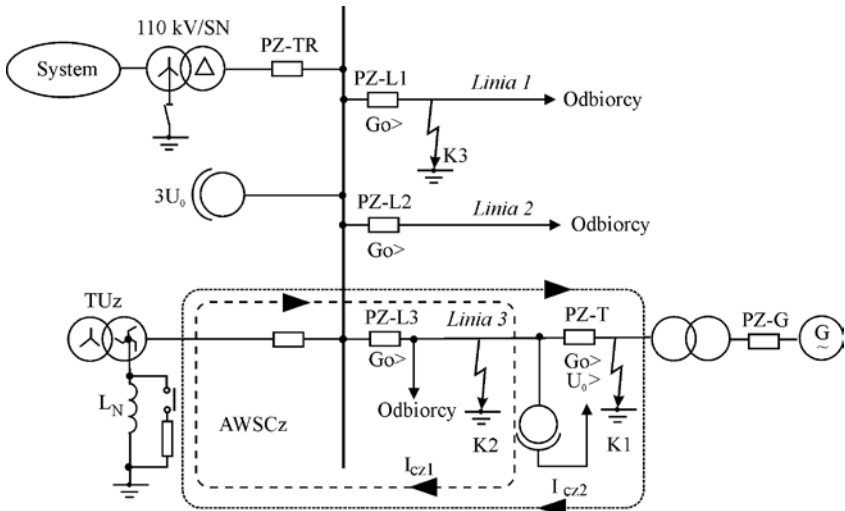
Jeśli spełnienie warunku (9) jest niemożliwe, to należy zastosować blokadę kierunkową elementu blokującego zadziałanie zabezpieczenia szyn. Taka sytuacja jest prawdopodobna, jeśli E-L znajduje się elektrycznie blisko szyn zbiorczych stacji lub ma dużą moc.

Projektując zabezpieczenie szyn zbiorczych warto również spowodować, aby jego zadziałanie powodowało wyłączenie wyłączników w liniach z generacją.

5. Zwarcia doziemne w sieci SN

Problemy spotykane podczas zwarcí doziemnych będą omówione na podstawie rys. 5, przy czym jest tam pokazany tylko wariant zabezpieczeń w sieci skompensowanej z AWSCz.

Pierwsza rzecz, o której warto wspomnieć, bo zapominają o tym mniej wprawni projektanci, polega na tym, że w przypadku zwarcia w punkcie K2 przez zabezpieczenie PZ-T nie płynie prąd czynny oznaczony na rys. 5 jako I_{cz1} . Zabezpieczenie ziemnozwarciowe o kryterium $G_0 >$ lub kierunkowe czynno-mocowe w PZ-T nie będzie miało warunków do działania, ponieważ płynie tam tylko niewielki prąd zerowy wynikający z pojemności linii pomiędzy transformatorem E-L a miejscem zwarcia K2. Jeśli zwarcie jest w punkcie K1, zabezpieczenie w PZ-T zadziała prawidłowo.



Rys. 6. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe w sieci SN z elektrownią lokalną

Jeśli zwarcie w punkcie K2 ma być wyłączone również przez PZ2, to musi tam być umieszczone kryterium $U_0 >$. Jednak to kryterium jest całkowicie niewybiórcze i będzie miało warunki do ruchu również podczas zwarcí w innych częściach sieci, np. w punkcie K3. Można spodziewać się, że jeśli nastąpi otwarcie wyłącznika w PZ-T, to w generatorze zadziałają zabezpieczenia częstotliwościowe lub napięciowe, ale przez chwilę będzie funkcjonowała wyspa obciążeniowa, zależy to od typu

generatora i relacji jego mocy do mocy odbiorców w tej linii. Mając świadomość zagrożeń, można właściwie działanie zabezpieczeń osiągnąć przy pomocy doboru odpowiednich nastaw czasowych.

Należy zaznaczyć, że dobór wartości nastaw kryteriów ziemnozwarciowych w sieci z elektrowniami lokalnymi jest taki sam, jak w sieciach bez nich, ponieważ same E-L nie wpływają na wartość i rozptył składowej zerowej prądu (istnieje pewien wpływ rozbudowy sieci o dodatkową linię). Dochodzą jedynie zabezpieczenia ziemnozwarciowe w punkcie PZ-T. W zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci dla zwarć na krótkim odcinku pomiędzy PZ-T a transformatorem E-L powinny to być zabezpieczenia z grupy admitancyjnych, kierunkowych lub zerowoprądowych, a dla zwarć w sieci – zerowonapięciowe.

Opóźnienie czasowe dla kryteriów z grupy admitancyjnych, kierunkowych lub zerowoprądowych w punkcie PZ-T powinno być krótsze o jeden stopień (0,3 s – 0,5 s) od nastawy na początku linii, czyli w punkcie PZ-L3.

Natomiast opóźnienie czasowe kryterium zerowonapięciowego zależy od wymagań operatora sieci. Jeśli operator wymaga, że E-L ma się wyłączyć przy zwarciu doziemnym w dowolnym punkcie sieci, również w pozostałych liniach, to powinno ono być krótsze o jeden stopień od najmniejszego opóźnienia czasowego we wszystkich polach liniowych, w sieciach z AWSCz powiększone o czas oczekiwania na załączenie tej automatyki, co przeważnie wynosi 2 s – 3 s. Takie wymaganie jest przesadne, ale spotykane – wówczas każde nie zgaszone samoczynnie zwarcie doziemne w sieci powoduje wyłączenie E-L. Stosowanie w sieci skompensowanej bardzo krótkiego czasu rzędu 0,5 s – 1 s jest dużym błędem, ponieważ wyłączenie E-L może nastąpić nawet w przypadku zwarć gaszonych samoczynnie przez dławik.

Jeśli E-L ma się wyłączać podczas zwarć doziemnych tylko w linii, do której jest przyłączona, to powinno zachodzić:

$$t_{U0} = t_{\text{zalAWSCz}} + \max(t_{\text{PZ-L}}) + (0,3 \text{ s} \div 0,5 \text{ s}), \quad (10)$$

w której:

t_{zalAWSCz} – czas oczekiwania na załączenie AWSCz,

$\max(t_{\text{PZ-L}})$ – największe z opóźnień zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych.

Dla sieci o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor należy także stosować zależność (10) przyjmując $t_{\text{zalAWSCz}} = 0$.

6. Inne zabezpieczenia i automatyki

LRW

Układ lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW) na szynach SZ może pozostać taki sam, jakby do rozdzielni nie były przyłączone elektrownie lokalne – należy jednak wyłączenie od LRW oprócz pola zasilającego od strony systemu wykonać również w polach, z których wyprowadzone są linie z E-L. Te pola są przecież w zasadzie również polami zasilającymi.

SCO

Może tutaj być zróżnicowane działanie; jeśli moc E-L w danej linii jest mała w stosunku do mocy odbiorców, to linia może podlegać pod SCO. Jeśli jest zdecydowana przewaga mocy wytwarzanej, to nie należy pogłębiać deficytu mocy w systemie i wyłączać linii, czyli SCO nie powinno być uruchomione.

Automatyka SPZ

W liniach z przyłączoną generacją należy przeanalizować po jakim czasie od wyłączenia wyłącznika w punkcie PZ-L zostanie wyłączona lub „upadnie” E-L. Zależy to od doboru zabezpieczeń i ich nastaw, ale także rodzaju generatora. Nie ma jednoznacznej i uniwersalnej odpowiedzi na to pytanie. Na pewno trzeba dać E-L czas na wyłączenie i zaprzestanie podtrzymywania łuku elektrycznego. W większości przypadków czas przerwy beznapięciowej trzeba wydłużyć przynajmniej do 1 s. Nawet po udanym cyklu SPZ w linii E-L musi ona zostać ponownie uruchomiona, nie można liczyć na udany cykl SPZ przy E-L pozostawionej w pracy, ponieważ może wystąpić niebezpieczny udar prądu. W układach o tak małej mocy nie opłaca się stosowanie kontroli synchronizmu.

Zabezpieczenia napięciowe

W punkcie PZ-T lub PZ-G muszą być zainstalowane zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe w celu ochrony odbiorców. W punkcie PZ-T powinny one być zasilane napięciami przewodowymi ze strony SN (a nie fazowymi), w punkcie PZ-G mogą to być tak napięcia fazowe, jak i przewodowe.

Wskazane są także zabezpieczenia napięciowe w punkcie PZ-L3, ale ich rola jest nieco inna niż tych w punkcie PZ-T. Nie jest to już ochrona odbiorców, ale całego układu przed skutkami załączenia wyłącznika w PZ-L3 na ewentualne napięcie w pracującej na wydzieloną sieć E-L. Takie załączenie może odbyć się w wyniku cyklu SPZ lub działania obsługi lub dyspozycji. Jest to zdarzenie bardzo mało prawdopodobne, jednakże możliwe, a jego skutki mogą być bardzo poważne w związku z przepływem prądu będącego wynikiem różnicy dwóch napięć nie będących w fazie lub znacznie się różniących wartością skuteczną (można mówić o dużej różnicy wartości chwilowych). Dodatkowym niesprzyjającym czynnikiem może być również różnica częstotliwości. Jeśli znane są właściwości E-L i wiadomo, że utrzymanie się wyspy jest niemożliwe, to zabezpieczenie jest zbędne. Najgroźniejsze są elektrownie z generatorami synchronicznymi pracującymi synchronicznie z siecią.

Skutkami wzrostu napięcia, nawet kilkusekundowego, w miejscu przyłączenia do linii SN mogą być uszkodzenia odbiorników energii elektrycznej. W zasadzie nastawa zabezpieczenia nadnapięciowego powinna wynosić $1,1 U_n$. Trzeba jednak zwrócić uwagę, że takie napięcie w punkcie PZ-T może być za małe dla uzyskania przesyłu mocy od E-L w stronę szyn zbiorczych lub dalej do systemu elektroenergetycznego. Zagadnienie jest związane z problemami regulacyjnymi, stąd trudno wskazać konkretną wartość, która zależy jeszcze od impedancji linii. Może się okazać, że trzeba

zastosować nastawę większą od $1,1 U_n$ i jednocześnie obniżyć napięcie po stronie nN w najbliższych transformatorach zasilających odbiorców. Czas zabezpieczenia nadnapięciowego powinien być krótki – rzędu 1 s. Chociaż w wyniku wydzielenia wyspy obciążeniowej następuje symetryczny wzrost napięcia, to jednak bezpieczniej jest uruchamiać zabezpieczenie już od przekroczenia jednego napięcia przewodowego lub fazowego przy kontroli wszystkich trzech. Jeśli nie ma takiej możliwości, można skorzystać z innej dostępnej opcji.

Wspomnieć trzeba problem, który nie ma związku z EAZ, że przyłączenie E-L głęboko w sieci może spowodować duże wahania napięcia u pobliskich odbiorców.

Obniżenie napięcia nie jest aż tak groźne, ale także nie może się utrzymywać dłużej niż kilka sekund. Nastawa tego zabezpieczenia w punkcie PZ-T powinna być rzędu $0,7 U_n$, a opóźnienie czasowe dłuższe przynajmniej o 0,5 s niż najdłuższa nastawa zabezpieczeń od skutków zwarć międzyfazowych w elementach przyłączonych do szyn SZ. Przeważnie będzie to nastawa zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego po stronie 110 kV transformatora 110 kV/SN. Wydaje się, że w większości przypadków wartość 5 s będzie właściwa i wystarczająca.

Zabezpieczenia częstotliwościowe

Powinny być zainstalowane w punkcie PZ-T, a mogą być również w punkcie PZ-G. Ich głównym zadaniem będzie wykrycie powstania wyspy obciążeniowej. Należy pamiętać, że teoretycznie możliwa jest sytuacja, że po otwarciu wyłącznika w PZ-L3 nastąpi równowaga mocy czynnej i biernej wytwarzanej przez E-L i pobieraną przez odbiorców w tej linii, jeśli generator będzie synchroniczny. Generatory asynchroniczne wymagają dostarczenia mocy biernej z sieci elektroenergetycznej, ale mogą to zapewnić wymagane czasem baterie kondensatorów lub długie kable. W takiej sytuacji wykrycie wyspy jest niemożliwe, ponieważ nie ma kryterium, które by to wykryło. W ogromnej większości sytuacji z powodu nie zrównoważenia mocy czynnej wytwarzanej i pobieranej nastąpi zmiana częstotliwości w takiej wydzielonej sieci. Wówczas należy wyłączyć E-L w miejscu PZ-T lub PZ-G.

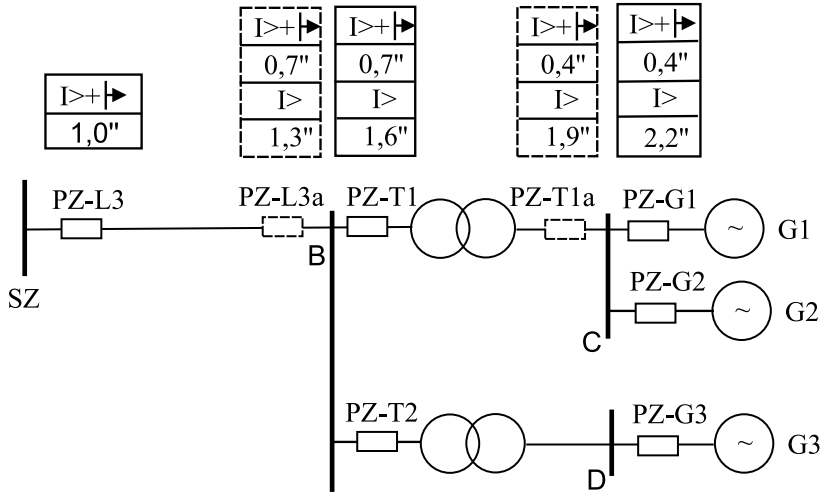
Zabezpieczenia nadczęstotliwościowe należy nastawić na 51 Hz i czas rzędu 1 s, ponieważ nadmiar mocy wytwarzanej jest bardziej szkodliwy (patrz: wzrost napięcia).

Zabezpieczenia podczęstotliwościowe warto ustawić na wartość, która jest groźna dla danego rodzaju generatora, ale będą to wartości zbliżone do 47 Hz przy podobnych czasach. Siłownie wiatrowe mają własne zabezpieczenia od skutków obniżenia częstotliwości odbiegające od podanych.

7. Linia bez odbiorców

Przykład przyłączenia jest pokazany na rys. 7, jest on bardzo zbliżony do układu jednej z małych elektrowni wodnych w Polsce. W tej konkretnej elektrowni dwa z generatorów są synchroniczne, a jeden o mniejszej mocy asynchroniczny. Oczywiście generatorów w E-L może być więcej niż na rysunku. Inna może też być liczba

transformatorów, bo generatory mogą być połączone w grupy. Podstawowa różnica w stosunku do poprzedniego układu to fakt, że ochrona odbiorców przed skutkami zakłóceń w E-L nie musi być realizowana w punkcie PZ-T, jak to było w przypadku pokazanym na rys. 4, a w punkcie PZ-L3 wg rys. 7.



Rys. 7. Zabezpieczenia zwłoczne od skutków zwarć międzyfazowych w przypadku elektrowni lokalnej przyłączonej linią abonencką

Nie należy w takim układzie spodziewać się wymogu instalowania reklozera w pobliżu szyn B, ponieważ operator sieci ma możliwość wyłączenia E-L w punkcie PZ-L3, gdzie prawie zawsze jest możliwość sterowania wyłącznikiem poprzez system nadzoru.

Istnieje w takiej sytuacji jak na rys. 7 tendencja, aby dodać dwa punkty zabezpieczeniowe PZ-L3a w linii oraz PZ-T1a w pierwszym transformatorze. Pozwoli to na łatwą identyfikację miejsca zwarcia, ale z punktu widzenia przesyłu mocy nie ma znaczenia czy linia zostanie wyłączona przy szynach SZ czy B, a transformator przy szynach B czy C.

Warto jeszcze zwrócić uwagę, że o ile można prawidłowo stopniować czas zabezpieczenia nadprądowego bezkierunkowego, co wydłuża czas wyłączenia zwarcia od strony generatora, to raczej nie będzie możliwości prawidłowego stopniowania zabezpieczenia kierunkowego. Wynika to ze spodziewanego i uzasadnionego sprzeciwu operatora sieci SN wobec wydłużenia czasu zabezpieczenia w punkcie PZ-L3 powyżej zastosowanej wcześniej wartości (w zamieszczonym przykładzie jest to 1 s, czasem może to być 1,3 s – 1,5 s). Stąd w przypadkach niektórych zwarć selektywności nie będzie. Dla każdego zabezpieczenia należy sprawdzać warunki (1) – (3) dla maksymalnych prądów roboczych w danym miejscu układu i minimalnych prądów zwarciovych płynących od strony sieci lub generatorów.

Jeśli w takim układzie jak na rys. 7 nie będzie możliwości wprowadzenia blokad kierunkowych dla zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných, to zostaną tylko zabezpieczenia bez tej dodatkowej funkcji, których nastawy czasowe wyniosą odpowiednio 1, 0,7 i 0,4 s. Każde zwarcie międzyfazowe w linii lub sieci może doprowadzić do wyłączenia całej E-L, a selektywność działania będzie nadzwyczaj wątpliwa.

Zabezpieczenia zwarciove powinny być w tych samych punktach, co w przypadku przyłączenia do linii z odbiorcami, czyli na początku linii (PZ-L3) oraz po stronie SN transformatorów (PZ-T1 i PZ-T2).

Przyłączenie linią abonencką będzie powodować te same problemy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych, jak podano przy przyłączeniu do linii z odbiorcami i jest to także tutaj jeden z poważniejszych problemów. Należy zastosować zasady podane w punkcie 4.

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe należy dobierać w sposób bardzo zbliżony do podanego w punkcie E. Jeśli w linii został dodany punkt zabezpieczeniowy PZ-L3, to wszystkie zabezpieczenia ziemnozwarciowe można właśnie w nim zrealizować. Jeśli tego punktu nie ma, powinny one być w punktach PZ-T1 i PZ-T2.

Projektując LRW tak jak poprzednio, należy wyłączenie z niej skierować również do punktu PZ-L3, czyli do linii abonenckich z generacją.

Linia abonencka nie powinna absolutnie podlegać pod automatykę SCO, bo przez jej zadziałanie deficyt mocy zostanie powiększony. Z samej linii abonenckiej nie utworzy się również wyspa obciążeniowa, jednak możliwe jest powstanie wyspy złożonej z linii abonenckiej i jednej lub nawet dwóch sekcji rozdzielni SN. Z tego względu zabezpieczenia nadczęstotliwościowe w punkcie PZ-L3 służą do wyłączenia linii w takiej sytuacji. Zabezpieczenia podczęstotliwościowe spełniałyby rolę ukrytego SCO. Zdaniem autorów mogą być odstawione. W przypadku uruchomienia będą wspomagać wykrycie wyspy obciążeniowej, ale nastawa powinna być wówczas mniejsza o 0,5 Hz od najniższej nastawionego stopnia SCO w rozdzielni. Ochrona generatorów przed skutkami obniżenia częstotliwości powinna być zrealizowana w punktach PZ-G w zależności od ich wymagań w tym zakresie.

Zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe w punkcie PZ-L3 służą do ochrony odbiorców w przypadku powstania wyspy obciążeniowej z jednej lub dwóch sekcji rozdzielni i E-L, mogą wspomóc działanie innych zabezpieczeń napięciowych w przypadku awarii regulatora napięcia.

Automatyka SPZ dla linii napowietrznej powinna być tak zrealizowana, aby uzyskać pewną przerwę beznapięciową. Można się spodziewać, że przy przerwie około 1 s generatory i tak zostaną wyłączone przez zabezpieczenia nadnapięciowe lub nadczęstotliwościowe, a E-L będzie włączana lub synchronizowana ponownie.

8. Automatyka SZR

Problemy podczas działania tej automatyki w rozdzielni dwusekcyjnej wynikają ze schematu pokazanego na rys. 8 i są bardzo podobne niezależnie od tego, czy E-L

jest podłączona do linii z odbiorcami, czy do linii abonenckiej. W stacji może być kilka linii z generacją i problem może narastać ze wzrostem przyłączonej mocy.

Jeśli rozdzielnia pracuje w układzie rezerwy ukrytej, tak jak to jest na rys. 8, to po zadziałaniu zabezpieczeń transformatora zasilającego sekcję B nastąpi wyłącznie wyłączenie wyłącznika w PZT-B i sekcja B będzie pracowała samodzielnie, bez połączenia z systemem, a zasilana przez E-L linią 4. Zadziałanie SZR-u powinno spowodować załączenie wyłącznika w PZ-S, ale nie można tego wykonać, dopóki na szynach B będzie napięcie, które czasem nazywa się szczątkowym. Pojęcie to pochodzi od indukowania napięcia w wybiegających silnikach asynchronicznych, ale można je z pewnym przybliżeniem przenieść na generację w E-L. Załączenie na napięcie szczątkowe mogłoby skutkować silnym udarem prądowym, większym nawet niż podczas zwarcia.

Należy też wspomnieć o innym możliwym przebiegu awarii – w wyniku wydzielenia się wyspy obciążeniowej złożonej z sekcji B oraz E-L zacznie się obniżanie częstotliwości i napięcia rozpoznane jako niedobór mocy czynnej w systemie, zadziała wówczas automatyka SCO i wyłączy linie do niej przyłączone. Szczególnie jest to możliwe przy szybkich członach df/dt . Nie wydaje się, aby możliwe było po przebiegu częstotliwości rozpoznanie źródła zjawiska – czy jest wywołane deficytem mocy po stronie 110 kV, czy w wyspie obciążeniowej w sieci SN. Może się trzeba zastanowić, czy nie blokować SCO w całej sekcji, jeśli jednocześnie są wyłączone wyłączniki - w tej sytuacji w punktach PZ-TRB i PZ-S lub co byłoby pewniejsze, jeśli nastąpił rozruch automatyki SZR. Blokada powinna się skończyć po wykonaniu cyklu SZR lub po upływie tzw. czasu granicznego.

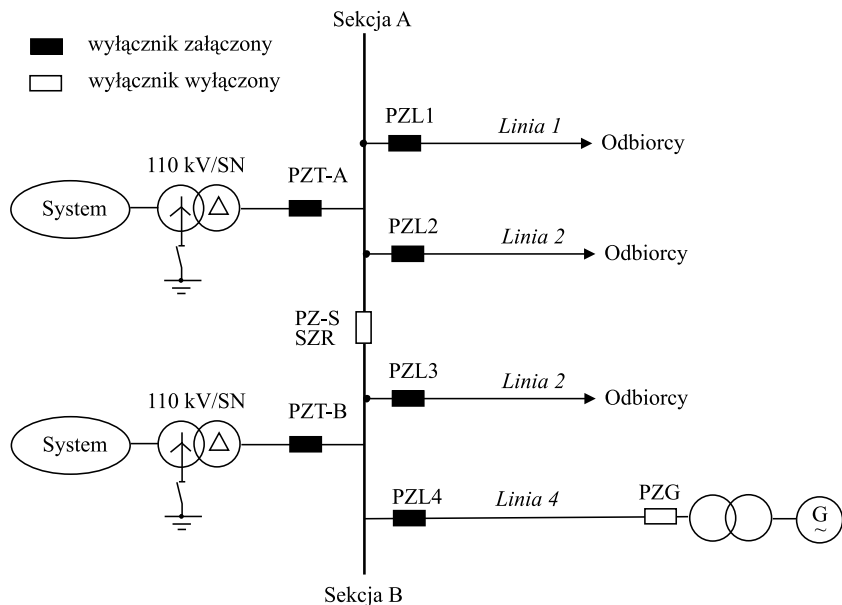
Ponieważ jest to nowa propozycja, należy zdefiniować pojęcie „Rozruch SZR”, ponieważ jest ono różnie rozumiane. W rozumieniu autorów jest to chwila, w której po obniżeniu lub zaniku napięcia na szynach rezerwowanych zaczyna być odmierzanym czas przerwy w cyklu SZR – od otwarcia wyłącznika w torze podstawowym do wysłania impulsu załączającego do wyłącznika w torze rezerwowym.

W przypadku terminali połowych jest to bardzo łatwe do przeprowadzenia. Na marginesie tego zjawiska należy zauważyć, że w sieciach z dużą mocą pracujących silników asynchronicznych jest także możliwość zbędnego zadziałania SCO i zaproponowany sposób pozwoli na jego uniknięcie.

W celu uniknięcia załączenia wyłącznika w torze rezerwowym na napięcie szczątkowe można stosować jeden z następujących sposobów:

- wyłączać linię z generacją od „Rozruch SZR”,
- zastosować automatykę SZR z kontrolą napięcia szczątkowego, która pozwala na załączenie toru rezerwowego dopiero po obniżeniu się tego napięcia do odpowiedniej wartości, czyli wyłączeniu się E-L od innych zabezpieczeń: częstotliwościowych lub napięciowych.

Przy zastosowaniu pierwszego sposobu może udać się uniknięcie zadziałania automatyki SCO.



Rys. 8. Automatyka SZR w rozdzielni dwusekcyjnej z przyłączonymi OZE

Może się okazać, że generator G „upadnie” przed załączeniem PZ-S z powodu przeciążenia, zadziałania jego zabezpieczeń częstotliwościowych lub napięciowych, ale to znów zależy od jego typu, nastaw zabezpieczeń i relacji mocy wytwarzanej do pobieranej. Stosowanie pierwszego sposobu przy liniach z E-L i odbiorcami, spowoduje przerwę w dostawie energii elektrycznej.

9. Wnioski

Przyłączanie elektrowni lokalnych do linii i rozdzielni SN niesie za sobą wiele zagrożeń dla prawidłowego działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej we współpracującej sieci. W artykule przedstawiono kilka z tych zagrożeń, z których konieczne należy sobie zdawać sprawę. Zaproponowano sposoby ich uniknięcia. Wydaje się, że w wielu sytuacjach, gdzie wydano już zgody na przyłączenie, pewne problemy nie zostały zauważone. Może się okazać, że problemy te nie są tak wyraźne, szczególnie przy elektrowniach wiatrowych, bo ich zabezpieczenia wewnętrzne mogą być bardzo czułe i szybkie. Jednym z najpoważniejszych zagrożeń jest wydłużanie czasu działania zabezpieczeń szyn zbiorczych przez powodowanie zbędnej ich blokady od przepływu prądu zwarciego w linii łączącej z elektrownią lokalną. Kolejnym, chociaż mniej prawdopodobnym, jest możliwość zbędnego zadziałania automatyki SCO.

Zbędną blokadę zabezpieczenia szyn zbiorczych można usunąć przez odpowiedni dobór nastaw, który został zaproponowany.

Ciekawym i nowym pomysłem jest blokada SCO podczas rozruchu SZR, co pozwoli na uniknięcie zbędnych wyłączeń linii przy wykonywaniu cyklu przełączania zasilania.

Inne zagrożenia są raczej niekorzystne dla samych elektrowni lokalnych, ponieważ operatorzy i projektanci zalecają w wielu sytuacjach ich szybkie wyłączenie. Obserwuje się nadmiar stosowanych zabezpieczeń i bardzo ostrożne nastawy. Przy takim nadmiarze niemożliwe jest uzyskanie selektywności, co utrudniać będzie lokalizację miejsca awarii.

Szczególnie nadmiernym wymaganiem jest nakaz wyłączenia elektrowni lokalnych podczas prawie każdego zwarcia doziemnego we współpracującej sieci.

W artykule zaproponowano także metodykę doboru nastaw. W tym obszarze należy zwrócić uwagę na zakres zastosowania i zasięgi zabezpieczeń zwarciovych.

Dobierając zabezpieczenia i ich nastawy należy zwrócić szczególną uwagę na ochronę odbiorców. Wydaje się, że najgorszym zakłóceniem byłby wzrost napięcia, który może spowodować uszkodzenia – szczególnie sprzętu elektronicznego. Dobór zabezpieczeń wynika z [2], ale w niezatwierdzonym w momencie pisania tego tekstu dokumencie brak szczegółów odnośnie nastawiania.

W stosunku do zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych w sieciach SN należy sformułować zasadę, że w przypadku zastosowania konstrukcji cyfrowych (terminali lub sterowników polowych) zaleca się stopniowanie czasowe co 0,3 s, a nie tak jak dla starszych rozwiązań elektromechanicznych czy analogowych statycznych – 0,5 s. Zasada ta nie ma związku z istnieniem w sieci E-L, ale ma duży stopień ogólności. Jej wprowadzenie przyczyni się do skrócenia czasów trwania zwarć międzyfazowych, a czasem poprawi selektywność zabezpieczeń w sieci.

Wnioskiem spoza głównego wątku artykułu jest teza, że przyłączenie elektrowni lokalnej do linii z odbiorcami pogarsza warunki ich zasilania, szczególnie przez zwiększenie prawdopodobieństwa przerw w dostawie energii elektrycznej z powodu działania EAZ, nieraz z powodu nadmiernej ostrożności operatora.

Autorzy bardzo chętnie rozpatrzą wszelkie zgłoszone do artykułu uwagi, ponieważ zagadnienie nie jest wyczerpane, a liczba elektrowni lokalnych podłączonych do tych samych linii, co odbiorcy, będzie wzrastać, co dla odbiorców nie będzie korzystne. Należy preferować podłączanie liniami aboneckimi.

10. Literatura

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej, 2007 r.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, 2014 r.