

*elektroenergetyka, sieci zakładowe, modelowanie,
małe elektrownie zakładowe, stany awaryjne,
pewność zasilania*

Bogusław KAROLEWSKI*
Jan PYTEL**

OCHRONA MAŁYCH ELEKTROWNI ZAKŁADOWYCH PRZED SKUTKAMI AWARII SYSTEMOWYCH

Przedstawiono przebieg awarii krajowego systemu energetycznego i systemu europejskiego w 2006 roku. Na bazie wniosków wynikających z analizy tych zagrożeń przedstawiono koncepcję pracy układu obrony sieci zakładu przemysłowego przed skutkami black-outu. Układ wykorzystując matematyczny model sieci, wykonuje obliczenia symulacyjne, ustalając przed wystąpieniem awarii scenariusze postępowania po rozcięciu połączenia sieci zakładowej z systemem elektroenergetycznym.

1. WPROWADZENIE

Black-outem nazywana jest awaria systemu energetycznego, która może doprowadzić do wyłączenia wszystkich źródeł energii w znacznej części systemu energetycznego. Bardzo często bardzo duże awarie, pomimo że nie doszło do wyłączenia wszystkich źródeł, też nazywane są black-outami. Jest to uzasadnione faktem, że zjawiska i mechanizmy działania, występujące podczas dużych awarii systemowych, mają bardzo podobny, a nawet taki sam przebieg jak podczas awarii, prowadzącej do pełnego black-outu. Utratę zasilania przez sieć zakładową można traktować jako black-out lokalny.

Istnieją dwa mechanizmy powstawania zakłóceń w systemie energetycznym, które mogą prowadzić do black-outu [7]. Pierwszemu towarzyszy spadek częstotliwości, drugiemu obniżka napięcia, która może doprowadzić do utraty stabilności napięciowej. Awarie, które miały miejsce w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego stulecia spowodowane były z reguły obniżką częstotliwości. Natomiast analizy

* Politechnika Wroclawska, Instytut Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych, ul. Smoluchowskiego 19, 50-372 Wrocław, e-mail: boguslaw.karolewski@pwr.wroc.pl

** Emerytowany prof. Politechniki Wrocławskiej.

wielkich awarii systemowych, które miały miejsce w ostatnich latach wskazują, że ich przyczyną było zagrożenie stabilności napięciowej, np. podczas awarii w roku 1996 w Kalifornii, oraz w roku 2003 na wschodnim wybrzeżu Stanów Zjednoczonych i szereg innych.

Taka sytuacja spowodowana jest tym, że współczesne systemy energetyczne są bardziej podatne na kolaps napięciowy niż były kilkadziesiąt lat temu. Źródła energii są obecnie bardziej oddalone od odbiorców, niż dawniej, kiedy elektrownie lokowane były blisko centrów przemysłowych. Wprowadzenie mechanizmów rynkowych w handlu energią spowodowało, że odbiorcy wolą kupować tańszą energię z odległych elektrowni. Powoduje to większe spadki napięć na liniach przesyłowych i zwiększa deficyt indukcyjnej mocy biernej u odbiorców [6].

Awaria systemowa typu black-out może objąć ograniczoną część systemu energetycznego, ale może mieć również bardzo szeroki zasięg np. cały system UCTE. Mechanizm powstawania tego typu awarii zostanie zilustrowany przebiegiem krajowej awarii, która wystąpiła w dniu 26 czerwca 2006 roku [9], [12] oraz awarii w systemie UCTE, która wystąpiła 4 listopada 2006 roku [10].

2. AWARIA KRAJOWEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO W DNIU 26 CZERWCA 2006 ROKU

Przyczyną krajowej awarii w dniu 26 czerwca 2006 roku była nietrafiona prognoza obciążeń na ten dzień. Prognozowany przebieg obciążeń KSE mocą czynną przyjęto na podstawie obciążeń, które wystąpiły podczas dwóch poniedziałków, poprzedzających poniedziałek 26 czerwca 2006 roku. Błąd prognozy spowodowany był włączeniem przez odbiorców dużych odbiorów klimatyzacyjnych, w związku z nieprzewidzianym, znacznym wzrostem temperatury. Błąd ten wyniósł 522 MW, czyli 2,9% z 18200 MW prognozowanego obciążenia, natomiast dopuszczalna wartość tego błędu wynosi 2%. W stosunku do mocy czynnej błąd prognozy był stosunkowo niewielki. Natomiast nie można nic powiedzieć na temat prognozowania zapotrzebowania systemu na moc bierną, bowiem określenie wartości zapotrzebowania na tę moc można przeprowadzić jedynie z bardzo małą dokładnością. Należy przy tym podkreślić, że deficyty mocy biernej mają charakter lokalny i bilanse mocy w poszczególnych węzłach systemu mogą się znacznie różnić między sobą. W dodatku urządzenia klimatyzacyjne mają stosunkowo mały współczynnik mocy rzędu 0,75, można zatem przyjąć, że pobór mocy biernej przez te odbiory jest prawie równy poborowi mocy czynnej.

Obciążenie zaczęło intensywnie wzrastać około godziny 12-tej. Mimo ingerencji automatyki ARST w kilku stacjach północno-wschodniego rejonu KSE, napięcia w poszczególnych węzłach zaczęły maleć. Największe obciążenie wystąpiło około godziny 13-tej, wtedy w wielu węzłach napięcia osiągnęły wartości niższe od przyjmowanych za dopuszczalne. Oznaczało to, że system znalazł się na granicy stabilności

napięciowej. W tej sytuacji nawet nieznaczne zakłócenie mogło doprowadzić do uruchomienia lawiny napięciowej i w efekcie do niekontrolowanych zmian napięcia w poszczególnych węzłach systemu.

Taką przyczyną było wyłączenie bloku nr 2, a następnie bloku nr 3 w Elektrowni Ostrołęka o godzinie 13⁰⁸. Wyłączenie tego bloku było spowodowane działaniem ogranicznika prądu stojana generatora oraz ogranicznika kąta mocy. Ogranicznik prądu stojana spowodował odwzbudzenie generatora, co mogło prowadzić do przejścia generatora w stan pracy pojemnościowej, czyli pracy przy $Q < 0$. W takiej sytuacji generator przestaje być źródłem mocy biernej i staje się jej odbiorcą. Zadaniem ogranicznika kąta mocy było zablokowanie ogranicznika prądu stojana i ponowne wzbudzenie generatora oraz powrót do pracy przy $Q > 0$. Wystąpiło kilkukrotne działanie na przemian ogranicznika prądu generatora oraz ogranicznika kąta. Spowodowało to oscylacje mocy biernej i czynnej, podczas których generator wypadł z synchronizmu i w efekcie został wyłączony przez zabezpieczenie podnapięciowe. Podobne zjawiska wystąpiły w generatorze nr 3, z tą jednak różnicą, że ten generator został wyłączony przez zabezpieczenie nadmiarowo prądowe zwłoczne. Minutę później został wyłączony jeden generator w Elektrowni Koźlenice. Operator systemu podjął energiczne działania zmierzające do poprawy sytuacji napięciowej. Została uruchomiona gorąca rezerwa w elektrowniach ciepłych, włączono hydrogeneratory w elektrowniach wodnych oraz zwiększono import mocy biernej. Mimo to, nadal w kilku węzłach napięcia były niższe od dopuszczalnych.

Następnie wyłączyły się 2 bloki w Elektrociepłowni Białystok oraz 3 generatory w elektrociepłowni Starachowice. Kilka minut później nastąpiło przerwanie łącza HVCD ze Szwecją.

W związku z zaistniałą sytuacją wyłączono duże grupy odbiorców w rejonie północno-wschodnim. W celu zmniejszenia deficytu mocy biernej, w kilku dużych elektrowniach obniżono generację mocy czynnej, aby zwiększyć możliwość generowania mocy biernej, oraz zwiększono import energii z Niemiec, Czech i ze Słowacji.

Dzięki tego rodzaju zabiegom dało się uniknąć wyłączenia wszystkich źródeł energii, czyli doprowadzenia do pełnego black-outu. O godzinie 15³⁰ przystąpiono do włączania kolejnych generatorów.

3. AWARIA EUROPEJSKIEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO UCTE W DNIU 4 LISTOPADA 2006 ROKU

Awaria europejskiego systemu energetycznego UCTE w dniu 4 listopada 2006 roku objęła swoim zasięgiem praktycznie cały obszar Europy i pozbawiła zasilania 15 milionów gospodarstw domowych w wielu krajach.

Awaria miała swój początek w północnej części Niemiec. Wieczorem w dniu awarii wystąpiły w tej części Niemiec duże przepływy energii ze wschodu na zachód. Przepływy te zostały podczas awarii przerwane. Bezpośrednią przyczyną awarii było

ręczne wyłączenie dwutorowej linii 380 kV. Wyłączenie to było uzgodnione z właściwym ośrodkiem dyspozytorskim i miało nastąpić o określonej godzinie. Sprawdzono, czy wyłączenie tej linii nie zakłóci pracy systemu. Termin wyłączenia został jednak przesunięty. Dla nowego terminu nie sprawdzono, czy wyłączenie linii w nowym terminie jest możliwe i nie zakłóci pracy systemu. W efekcie po wyłączeniu tej linii nastąpiło przeciążenie kilku linii sąsiednich, które zostały wyłączone przez automatykę zabezpieczeniową. Od tej chwili sytuacja stała się nie do uratowania. Następowaly dalsze kaskadowe wyłączenia, które doprowadziły do podziału systemu europejskiego na trzy obszary wyspowe, zachodni, północno-wschodni i południowo-wschodni.

Obszar zachodni objął Hiszpanię, Portugalię, Francję, Włochy, Belgię, Luksemburg, Holandię, część Niemiec, Szwajcarię, część Austrii, Słowenię oraz część Chorwacji.

W obszarze Zachodnim wystąpił znaczny deficyt mocy, który wyniósł 8940 MW przy 182700 MW mocy generowanej w tym obszarze przed wystąpieniem awarii. Pogorszenie bilansu mocy spowodowało samoczynne wyłączenie elektrowni wiatrowych i niektórych generatorów w elektrowniach ciepłych. Nastąpił szybki spadek częstotliwości, która w ciągu 8 sekund osiągnęła wartość 49 Hz. Po spadku częstotliwości do 49,5 Hz zaczęły działać układy SCO, które pozbawiły zasilania w energię elektryczną miliony ludzi oraz wiele zakładów przemysłowych. Ponadto wyłączone zostały pompy w szczytowych elektrowniach wodnych. Dało się odczuć działanie pierwotnej regulacji generatorów. Częstotliwość zaczęła wzrastać i po upływie dalszych 10 sekund wzrosła do wartości 49,2 Hz, a następnie, w związku z wyczerpaniem możliwości regulacji pierwotnej zaczęła zmniejszać swoją wartość. W skutek podjęcia działań, polegających na samoczynnym załączeniu elektrowni wiatrowych i ponownym załączeniu wyłączonych uprzednio generatorów, nie doszło do dalszego spadku częstotliwości i powstania black-outu. Po upływie 37 minut od chwili rozpadu systemu na trzy obszary, przystąpiono do synchronizacji obszaru północno-zachodniego z obszarem północno-wschodnim.

Obszar północno-wschodni objął: Danię, wschodnią część Niemiec, Polskę, Czechy, Słowację, Ukrainę oraz Austrię i Węgry. W obszarze tym wystąpił znaczny nadmiar mocy generowanej, o wartości 10 000 MW, co stanowiło 17% mocy generowanej przed podziałem. Ten nadmiar mocy spowodował bardzo szybki wzrost częstotliwości do 51,4 Hz. W efekcie wyłączenia około 6 200 MW generacji wiatrowej i przełączenia regulatorów turbin z regulacji mocy na regulację częstotliwości, szybko nastąpił spadek częstotliwości do 50,3 Hz. Jednak doprowadzenie częstotliwości w tym obszarze do wartości znamionowej okazało się dość trudne, ze względu na samoczynne włączanie się do pracy farm wiatrowych. Dopiero polecenie włączenia pomp w elektrowniach szczytowych złagodziło sytuację. Mimo to występowały lokalne, nawet bardzo znaczne, przeciążenia linii. Między innymi linia Mikułowa–Czarne została przejściowo przeciążona w 120% swojej długotrwałej obciążalności.

W skład **obszaru południowo-wschodniego** weszły: Chorwacja, Serbia, Bośnia i Hercegowina, Macedonia, Albania, Rumunia, Bułgaria i Grecja. W tym obszarze wystąpił znacznie mniejszy deficyt niż w obszarze północno zachodnim, bo tylko

770 MW przy 29880 MW mocy, pobieranej przez ten obszar przed wystąpieniem awarii. Po wydzieleniu się układu, częstotliwość spadła do wartości 49,70 Hz. Wystąpiły jednak kołysania mocy, które doprowadziły do wyłączenia jednego bloku w elektrowni ciepłej, co spowodowało ubytek 220 MW mocy generowanej. Wobec utrzymywania się częstotliwości na niskim poziomie, uruchomiono dwa hydrogeneratory o łącznej mocy 102 MW i przestawiono centralny układ regulacji, pracujący w trybie regulacji częstotliwości i mocy czynnej, do pracy w trybie regulacji częstotliwości. Nie zostało przerwane połączenie kablem podmorskim pomiędzy Grecją i Włochami, którym przesyłana była moc 312 MW. W efekcie, po upływie około pół godziny częstotliwość wróciła do dopuszczalnej wartości 49,982 Hz.

4. WNIOSKI WYNIKAJĄCE Z ANALIZY PRZEDSTAWIONYCH AWARII

Z przytoczonych relacji wynika, że mimo coraz bardziej doskonałych metod kontrolnych i zabezpieczających, nie daje się uniknąć dużych awarii systemowych. Jest to tym bardziej niepokojące, że systemy energetyczne są coraz większe i zakłócenia w jednym miejscu systemu mogą się rozprzestrzeniać na cały system, powodując nieobliczalne straty w wielu gałęziach przemysłu oraz przysporzyć licznych niedogodności milionom odbiorców energii elektrycznej.

Duże awarie systemowe mogą być spowodowane zarówno utratą stabilności napięciowej jak i nadmiernym obniżeniem częstotliwości. Bezpośrednią przyczyną takich awarii są zazwyczaj nieprzewidywane wyłączenia linii przesyłowych, co może prowadzić do przeciążenia innych elementów systemu i spowodować lawinę takich wyłączeń. Duże awarie systemowe, nawet wtedy gdy nie doprowadzają do black-outu, to mogą objąć swoim zasięgiem bardzo duże obszary i pozbawić zasilania w energię elektryczną wielu odbiorców. W najgorszym wypadku mogą doprowadzić do pełnego black-outu, czyli spowodować wyłączenie wszystkich źródeł energii na znacznym terenie. W takiej sytuacji powstaje problem przywrócenia do pracy elektrowni, spowodowany brakiem zasilania silników potrzeb własnych.

Wydarzenia podczas awarii przebiegają tak szybko, że działanie tradycyjnych układów samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) nie jest wystarczające. Należy zastosować dodatkowe środki zaradcze.

5. PRZERWANIE POŁĄCZENIA SIECI ZAKŁADOWEJ Z SYSTEMEM

Obrona przed black-outem dużych systemów energetycznych jest problemem złożonym i stała się przedmiotem zainteresowania wielu ośrodków technicznych i naukowych. Wyckinkiem tego ogólnego zagadnienia jest obrona przed black-outem zakładu przemysłowego, posiadającego źródła energii, w postaci własnych elektrowni lub elektrociepłowni [1]–[5].

Elektrownia zakładowa może należeć do grupy odnawialnych źródeł energii (OZE). Może to być elektrownia wodna, wiatrowa czy agregat zasilany biogazem. W miarę zmniejszania mocy elektrowni, rosną problemy związane z utrzymaniem jej ruchu w warunkach awarii.

Powstaje pytanie, jak bronić sieć zakładu, która ma własną elektrownię lub elektrociepłownię, a zatem własne źródła energii elektrycznej. W pierwszym rzędzie należy sprawdzić, czy nastąpiło przerwanie połączenia ZSE z KSE lub czy zaistniały warunki uzasadniające decyzję przerwania takiego połączenia. Biorąc pod uwagę fakt, że obecne black-outy przeważnie wywoływane są utratą stabilności napięciowej, za symptom zagrożenia można przyjąć głęboką i relatywnie długą obniżkę napięcia oraz wzmożony przepływ mocy biernej od ZSE do KSE. Powstaje kolejne pytanie, jaką wartość napięcia należy przyjąć jako progową, która uzasadniałaby podjęcie decyzji o odcięciu się od KSE. Jako pomoc w tym zakresie można potraktować dopuszczalne granice spadków napięć i obniżek częstotliwości.

Krajowe przepisy określają minimalne dopuszczalne poziomy napięć w węzłach sieci 110, 220 i 380 kV w następujący sposób:

- w węzłach generujących napięcie w stanach normalnych nie powinno być niższe od U_n natomiast w stanach awaryjnych od $0,95 U_n$;
- w węzłach odbiorczych napięcie w stanach normalnych nie powinno być niższe od $0,95 U_n$, zaś w stanach awaryjnych od $0,9 U_n$.

Kiedy układ zasilania w energię elektryczną zakładu przemysłowego pracuje w stanie ustalonym, przy znamionowej częstotliwości, to moc czynna dostarczana do tego układu jest dokładnie równa sumarycznej mocy odbiorów powiększonej o straty przesyłu energii. W sytuacji, gdy połączenie zakładowej sieci energetycznej (ZSE) z Krajowym Systemem Energetycznym (KSE) zostaje przerwane, to ZSE przechodzi do pracy wyspowej, przy zazwyczaj ujemnym bilansie mocy. Moc generowana przez generatory własnej elektrociepłowni nie może być skokowo zwiększona i aby uniknąć nieuchronnego spadku napięcia i częstotliwości, należy niezwłocznie zmniejszyć moc pobieraną przez wyłączenie takiej liczby odbiorów, która może przybliżyć bilans mocy pobieranej i dostarczanej.

Podobne problemy powstają w przypadku awaryjnego wydzielenia się z systemu energetycznego obszaru wyspowego z deficytem mocy [8], [11]. Podstawowym zadaniem w takiej sytuacji również jest zbilansowanie mocy pobieranej i generowanej przez wyłączenie określonej liczby odbiorów. Określenie wartości mocy, która powinna zostać wyłączona jest niewątpliwie zadaniem trudnym. Istnieje szereg sposobów rozwiązania tego zadania. Do najprostszych należy zdeterminowane jednorazowe odciążenie. Polega ono na szybkim jednorazowym wyłączeniu odbiorów o z góry określonej mocy. Przy takim rozwiązaniu określa się zazwyczaj moc wyłączaną, wyznaczoną dla najbardziej niekorzystnej sytuacji. W związku z tym wyłączana jest moc większa niż potrzeba.

Bardziej doskonałym sposobem rozwiązania tego problemu jest system podczęstotliwościowego odciążania. Zasada działania takiego układu polega na wyłączaniu kolej-

nych grup odbiorów w funkcji obniżki częstotliwości. Takie rozwiązanie zawiera jednak kilka niedogodności. Po pierwsze, układ działa z pewnym opóźnieniem, spowodowanym inercją mas wirujących generatorów zasilających wydzielony system. Po wtóre, moce wyłączanych grup odbiorów określane są deterministycznie, niezależnie od aktualnego obciążenia. W tej sytuacji odciążenie nie jest ani poprawne, ani optymalne.

W literaturze przedmiotu można znaleźć jeszcze inne, bardziej wyrafinowane, ale również bardziej skomplikowane sposoby określania mocy wyłączanej, które nazywane są inteligentnymi sposobami odciążania (Intelligent Load Shedding). Te sposoby służą do ustalania wartości mocy wyłączeniowej w układach powstałych w efekcie przypadkowego podziału systemu na obszary wyspowe. Są to jednak metody dość skomplikowane i nie stosowane w sieciach zakładowych.

6. ZASADY DZIAŁANIA UKŁADÓW OBRONY PRZED BLACK-OUTEM SIECI ENERGETYCZNEJ ZAKŁADU PRZEMYSŁOWEGO (SOB)

W przypadku zakładu przemysłowego istnieje możliwość symulacyjnego wyznaczenia wartości mocy odbiorników przeznaczonych do wyłączenia [5], [8]. Obliczenia wykonywane są iteracyjnie, w oparciu o matematyczny model sieci, współpracujący z systemem identyfikującym stany wyłączników w układzie. W chwili odłączenia sieci zakładowej od systemu zasilającego, wyłączane są odbiorniki, wybrane we wcześniejszych obliczeniach. Po tej pierwszej, skokowej zmianie obciążenia, dalszą korektę pracy sieci zakładowej przejmują układy SCO, które powiązane są z odbiornikami o znacznie mniejszej mocy.

W wyniku cyklicznej identyfikacji scenariuszy dla poszczególnych stanów black-outowych przy aktualnym układzie pracy sieci zakładowej otrzymuje się listę urządzeń, które zostaną wyłączone w ramach przyjętej strategii działania dla analizowanych stanów. Lista urządzeń podlegających wyłączeniu pozwala określić straty, które poniesie Zakład w przypadku ewentualnego powstania odnośnego stanu black-outowego.

Otrzymuje się ciąg takich list wraz ze stratami dla poszczególnych dni, tygodni i miesięcy. Ich analiza umożliwia:

- Przedstawienie decydom wielkości strat, które może ponieść Zakład w przypadku black-outu. Wartość tych strat w połączeniu z prawdopodobieństwem wystąpienia black-outu ułatwią decydom podjęcie decyzji o wyasygnowaniu odpowiednich środków na realizację systemu, likwidującego te straty lub w poważnym stopniu je minimalizującego;
- Zmobilizowanie technologów i kierowników odpowiednich oddziałów do szukania możliwości zmniejszenia strat na wypadek ewentualnego wyłączenia poszczególnego urządzenia podczas black-outu. Pozwala to również na zwiększenie precyzji określania strat, spowodowanych ewentualnym wyłączeniem odnośnych urządzeń;

- Zakres wyłączeń i związanych z tym strat zależy w istotny sposób od warunków pracy sieci zakładowej, zwłaszcza od wartości mocy pobieranej z KSE i wielkości rezerwy wirującej. Analiza ta ułatwi zatem dobór optymalnych układów i warunków pracy sieci zakładowej.

Dążenie do zmniejszania strat związanych z poszczególnymi stanami black-outowymi mobilizuje również do szukania, w połączeniu z obliczeniami symulacyjnymi, optymalnych strategii działania w przypadku poszczególnych stanów black-outowych i związanych z tymi strategiami algorytmów określania listy wyłączanych urządzeń w ramach wstępnego odciążania.

Ustalanie optymalnej listy wyłączanych elementów oraz realizacja wyłączeń jest głównym problemem przy opracowywaniu koncepcji systemu obrony przed black-outem. Ponieważ straty powodowane wyłączeniem poszczególnych urządzeń różnią się radykalnie, to z punktu widzenia minimalizacji strat ważna jest możliwość indywidualnego wyłączania większych silników lub małych grup odbiorów. Ponadto do ustalenia liczby wyłączanych elementów w celu zbilansowania mocy niezbędna jest informacja o aktualnie załączonych elementach i o wartościach pobieranej przez nie mocy czynnej.

Zastosowanie tej idei wymaga przeprowadzania analiz wcześniej, czyli przed wystąpieniem black-outu, a zatem stosowania zasady „sterowania w przewidywaniu awarii”. W tym przypadku oznacza to stałą cykliczną analizę stanu pracy układu elektroenergetycznego w celu ustalenia takiej listy wyłączanych urządzeń, aby straty spowodowane tym wyłączeniem były minimalne.

Pierwszym etapem prac przy tworzeniu systemu ochrony przed skutkami black-outu [1], jest stworzenia matematycznego modelu sieci. Można wykorzystać któryś ze znanych programów do modelowania systemu, takich jak ATP, EMTP-RV, PSCAD czy Power Factory. Następnie wykonuje się symulacje stanów black-outowych w różnych warunkach i konfiguracjach pracy sieci [8]. Kolejnym etapem jest pomiarowa weryfikacja modelu i przystosowanie go do współpracy z układami identyfikującymi stany wyłączników. Uzyskany model wykorzystuje się do cyklicznych obliczeń określających reguły postępowania po wystąpieniu awarii. Kolejnym etapem może być próba automatyzacji wykorzystania tych scenariuszy.

7. PODSUMOWANIE

W oparciu o matematyczny model układu sieciowego można wykonać szerokie badania różnych wariantów zagrożeń w zasilaniu odbiorników zakładowych. Model można przystosować do realizacji układu obrony przed skutkami black-outowymi. Wykonując cykliczne obliczenia można ustalać „recepty” postępowania, jakie należy podjąć po rozcięciu połączenia sieci zakładowej z systemem. Wykorzystuje się koncepcję wstępnego odciążania sieci zakładowej oraz tzw. sterowania w przewidywaniu awarii. Scenariusz black-outowy obejmuje typowanie odbiorników przeznaczonych do

wyłaczenia w fazie wstępnego, skokowego ociążenia sieci w jej aktualnej konfiguracji. Doregulowanie wartości wyłączanej mocy pozostaje w gestii układów SCO, których nastawy też można weryfikować symulacyjnie. W dalszym okresie pracy sieci, system komputerowy wykonujący obliczenia modelowe może również powodować załączanie wybranych odbiorników w przypadku nadmiaru mocy czynnej w sieci, wywołanej wyłączeniami odbiorników w trakcie pracy wyspowej.

LITERATURA

- [1] BAŁABAN E., FLORYN J., WCIÓRKA R., *Rezerwowanie zabezpieczeń i realizacja wyłączeń black-out'owych w zmodernizowanym systemie ELEKTRA*, IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych.” Płock 2003.
- [2] DZIERŻANOWSKI W., PYTEL J., *Automatyka przeciwzakłóceń w zakładzie przemysłowym z własną elektrownią*. Przegląd Elektrotechniczny nr 4, 1989.
- [3] DZIERŻANOWSKI W., PYTEL J., *Problemy utrzymania w ruchu elektrociepłowni zakładowej podczas zakłóceń współpracy z siecią energetyki zawodowej*, I Konferencja Naukowo-Techniczna „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”, Płock 2000.
- [4] DZIERŻANOWSKI W., PYTEL J., MICHALIK M., REBIZANT W., *Symulacja procesów przejściowych w sieci zakładowej podczas zagrożenia black-out'em*, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”, Płock 2001.
- [5] DZIERŻANOWSKI W., PYTEL J., *Wielokomputerowy system ochrony sieci przemysłowej przed blackout'em*, IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”, Płock 2003.
- [6] HICKIEWICZ J., MOCH J., *Generator indukcyjny przy niesymetrycznym obciążeniu*, Przegląd Elektrotechniczny, 2008, nr 11.
- [7] KACEJKO P., MACHOWSKI J., *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 2002.
- [8] KAROLEWSKI B., *Symulowanie pracy wyspowej sieci zakładowej*, Przegląd Elektrotechniczny, 2011, nr 11.
- [9] KASPRZYK S., Notatka Zarządu PSE – Operator S.A. w sprawie awarii napięciowej w krajowym systemie elektroenergetycznym w dniu 26.06.2006 (<http://www.pse-operator.pl/print.php?dzid=14&did=282>).
- [10] Raport końcowy – Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006 (http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/final+_report+_PL_version_2102.pdf)
- [11] RASOLOMAMPIONONA D., RAISON B., BANASZEK A., *Metody wykrywania pracy wyspowej i ich implementacja w symulacji i modelu rzeczywistym*, cz. I i II, Przegląd Elektrotechniczny, 2009, nr 8.
- [12] SOBIERAJSKI M., ROJEWSKI W., *Operacyjne środki zapobiegania lawinie napięcia na przykładzie awarii w KSE 26 czerwca 2006 roku*, Archiwum Energetyki, 2007, tom XXXVII.

PROTECTION OF SMALL INDUSTRIAL POWER STATION BEFORE RESULTS OF BIG SYSTEM FAILURES

Course of failure of national energy system and European system in 2006 year was presented. On the basis of the conclusions from the analysis of these threats presents a concept of operation of industrial plant defensive network against the effects of black-out. System using a mathematical model of the network, performs simulation calculations, setting before the failure scenarios of the proceedings after splitting the company network connections from the power system.