

ZARZĄDZANIE SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM W ZAGROŻENIOWYCH STANACH PRACY – WPROWADZENIE CIĄGLYCH MIAR RYZYKA DO OCENY UKŁADU NIESPEŁNIAJĄCEGO KRYTERIUM N-1

**Autorzy: Roman Korab, Wojciech Jaworski, Karol Wawrzyniak,
Marcin Jakubek, Krzysztof Królikowski**

("Rynek Energii" - kwiecień 2016)

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, ryzyko, kryterium N-1

Streszczenie. Stan systemu elektroenergetycznego (SEE) jest uważany za bezpieczny, jeżeli spełnione jest tzw. kryterium *N-1*. Wymaga ono takiego prowadzenia pracy SEE, aby po wyłączeniu dowolnego z elementów, jego obciążenie zostało przejęte przez pozostałe w ruchu elementy, bez przekroczenia obowiązujących ograniczeń technicznych. W artykule definiujemy stochastyczną miarę ryzyka przebywania w stanie niespełniającym kryterium *N-1*, określoną na podstawie prawdopodobieństwa zaistnienia i kosztu ewentualnego *blackoutu*, będącego następstwem kolejnych awarii. Obliczenia prowadzone są na podstawie symulacji komputerowych bazujących na dynamicznym modelu testowego SEE. W pracy przedstawiono ich wyniki i omówiono przykładowe scenariusze awarii.

1. WSTĘP

Zarówno światowy, jak i będący jego częścią, polski system elektroenergetyczny (SEE) ulega w ostatnich latach bardzo dynamicznym przemianom. Jednymi z kluczowych czynników zmian są: odejście od scentralizowanego modelu własnościowego, dynamiczny rozwój OZE i coraz większy poziom integracji systemów krajowych w ramach ponadpaństwowych struktur techniczno-rynkowych. Bardzo istotnym aspektem tych przemian jest konieczność zapewnienia dla integrowanych systemów spójnych mechanizmów oceny ryzyka oraz sposobów radzenia sobie z nim.

Zgodnie z zapisami kodeksu sieciowego *UCTE Policy 5* w systemie można wyróżnić pięć, w kolejności zagrożenia, stanów pracy: *normal*, *alert*, *emergency*, *blackout*, *restoration*. W celu ich rozróżnienia wprowadzmy za [13] definicję stanu *N* oraz kryterium *N-1*, przy czym słowa *kryterium* oraz *reguła* autorzy będą w pracy używać zamiennie.

Stan *N* jest to stan, w którym *N* elementów SEE jest w ruchu. SEE spełnia „regułę *N-1*”, czyli jest „*N-1* bezpieczny” w przypadku, kiedy po nagłym wyłączeniu dowolnego z elementów (linii, transformatora, generatora itd.), jego obciążenie zostaje przejęte przez pozostałe w ruchu elementy, bez przekroczenia obowiązujących ograniczeń technicznych. Taki stan jest sklasyfikowany jako stan normalny – *normal*.

Po awarii/wyłączeniu jednego z elementów SEE przechodzi do stanu alarmowego – *alert*, w którym, jeśli nawet dochodzi do naruszenia ograniczeń, to jest to naruszenie krótkotrwałe, usuwane zwykle przez działanie odpowiedniej automatyki. W tym stanie SEE pracuje nadal w dopuszczalnych limitach ale nie spełnia już kryterium *N-1* – nagłe wyłączenie kolejnego elementu może skutkować przekroczeniem ograniczeń technicznych.

W stanie zagrożeniowym – *emergency* – w SEE występują przekroczenia akceptowalnych limitów, a w stanie *blackout* mamy sytuację niezaspokojenia popytu dla co najmniej części SEE. Stan *restoration* jest stanem przejściowym, w którym podejmowane są działania przywracające system do normalnego stanu pracy po wystąpieniu stanu *blackout* [13].

Wykorzystywane przez OSP kryterium *N-1* jest więc równoznaczne z binarną oceną bezpieczeństwa systemu. System jest bezpieczny, kiedy powyższa reguła jest spełniona (stan normalny), albo nie jest bezpieczny, w przypadku braku jej spełnienia (inne stany). Jeśli system nie spełnia reguły *N-1*, to działania zaradcze podejmowane są możliwie szybko [13] i najczęściej z pominięciem optymalizacji kosztowej, co na ogół skutkuje wykorzystaniem szybkich w regulacji, ale jednocześnie drogich jednostek wytwórczych, by przywrócić system do stanu spełniającego tę regułę. Co również istotne, działania te oparte są w dużej mierze na podstawie wyników analiz deterministycznych, prowadzonych na modelu statycznym SEE (analizy rozplływowe w stanach ustalonych). Tymczasem, nie wszystkie stany inne niż normalny niosą takie same zagrożenia, a wraz z postępującą integracją systemów coraz ważniejsza jest ich właściwa ocena oraz optymalizacja kosztowa podejmowanych korekcyjnych działań zaradczych, także z uwzględnieniem czynników dynamicznych oraz losowych, mających wpływ na stan SSE.

2. MOTYWACJA

Autorzy referatu stawiają tezę, że obecnie stosowane podejście wyboru działań zaradczych, mających na celu przywrócenie systemu do stanu normalnego, można rozszerzyć o analizy prowadzone na modelu dynamicznym SEE, biorącym pod uwagę zmieniające się w czasie parametry systemu i pozwalającym uwzględnić w ocenie stanu pracy systemu zagadnienia związane ze stabilnością kątową, napięciową oraz częstotliwościową, a także z ryzykiem (np. wycenianym w wartościach pieniężnych) towarzyszącym pozostawaniu w stanie awaryjnym.

W ramach projektu badawczego budowana jest metodyka oraz narzędzie do oceny ryzyka w zagrożeniowych stanach SEE oraz zapobiegania rozprzestrzenianiu się zaburzeń mogących prowadzić do *blackoutu*. Projekt składa się z dwóch etapów – w etapie pierwszym opracowywana jest ciągła miara ryzyka, ułatwiająca jego scharakteryzowanie w stanach zagrożeniowych. W etapie drugim nacisk położony jest na opracowanie efektywnych kosztowo rozwiązań optymalizujących zmianę rozdziału generacji jednostek wytwórczych (jest to tzw.

redispatch), biorących pod uwagę opracowaną wcześniej miarę, a mających za cel przywrócenie stanu normalnego.

W niniejszym artykule skoncentrowano się na pierwszym etapie związanym z wyceną ryzyka. Taka wycena może następować w co najmniej dwóch sytuacjach:

1. podczas przygotowywania planów dobowych, kiedy dla każdego krytycznego elementu SEE OSP analizuje scenariusze $N-1$ oraz $N-1-1$ i definiuje akcje prewencyjne oraz korekcyjne przy założeniu pewnych profili popytowych,
2. w czasie rzeczywistym, przez centrum dyspozytorskie, w przypadku wystąpienia zdarzenia.

Proponowana metodyka wyceny ryzyka należy do grupy metod probabilistycznych, które w ostatnich latach są często wykorzystywane m.in. do określenia stopnia szeroko rozumianego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przykładowo, w pracy [15] opisano model umożliwiający oszacowanie prawdopodobieństwa rozszerzania się awarii na skutek wzajemnego oddziaływania poszczególnych elementów systemu. Z kolei uwzględniający warunki meteorologiczne model, przedstawiony w artykule [3], może być wykorzystany w ocenie i zarządzaniu poziomem bezpieczeństwa dostaw w czasie rzeczywistym (*on-line*), natomiast przedstawiona w pracy [22] metoda pozwala na oszacowanie wartości kosztu związanego z ryzykiem wystąpienia załamania (lawiny) napięcia.

W pracach [9, 21] autorzy prezentują probabilistyczne podejście do określania w trybie *on-line* bezpieczeństwa dostaw w systemie działającym w warunkach rynkowych, proponując metodę pozwalającą na intensyfikację i uelastycznienie wykorzystania możliwości przesyłowych sieci przez wyznaczenie limitów przepływów między poszczególnymi częściami systemu, w zależności od warunków pogodowych oraz sytuacji na rynku energii elektrycznej. Podobne zagadnienie jest przedmiotem pracy [7], w której autorzy proponują metodę szacowania dynamicznej wartości całkowitych zdolności przesyłowych (*Total Transfer Capacity*). Z kolei opracowanie [6] rozszerza przedstawiony w [7] model obliczeniowy o niepewność prognozy obciążenia i generacji oraz o możliwość zaistnienia wyłączeń elementów systemu. Artykuł [8] omawia natomiast sposób określania dopuszczalnej obciążalności transformatorów, który uwzględnia czasową zmienność temperatury otoczenia oraz losową zmienność obciążenia. Oczywiście powstaje tutaj pytanie, do jakiego stopnia można wykorzystywać możliwości przesyłowe systemu kosztem zmniejszenia poziomu bezpieczeństwa dostaw? Problem ten został przedstawiony w pracy [14], gdzie zaprezentowano wyniki badań przeprowadzonych w systemie francuskim.

Z kolei prace [4, 5] skupiają się na problemie oszacowania stopnia bezpieczeństwa dostaw w warunkach, gdy zawierana jest duża liczba transakcji dwustronnych, a z założenia system był projektowany i budowany dla innego modelu przepływu, tzn. sterowanego centralnie.

Systemy komputerowe, wspomagające prowadzenie pracy systemu elektroenergetycznego (tzw. systemy *EMS – Energy Management System*), są niezastąpione w bieżącym monitorowaniu stanu sieci, jednak obecnie są mniej pomocne przy podejmowaniu decyzji wymagających oceny ryzyka wystąpienia zakłócenia. Z tego też względu podejmowane są próby budowy modeli, które wykorzystując funkcjonalność systemów *EMS*, pozwolą na ilościowe oszacowanie takiego ryzyka w różnych stanach pracy SEE. Jednym z takich modeli jest opisany w pracach [17, 18] model o nazwie *OL-RBSA – Online Risk-Based Security Assessment*. Model ten, uwzględniając aktualny i prognozowany stan pracy systemu oraz prawdopodobieństwo uszkodzenia różnych jego elementów, umożliwia wyznaczenie ryzyka wystąpienia utraty bezpieczeństwa dostaw na kilka godzin do przodu. Innym modelem pozwalającym na określenie stopnia bezpieczeństwa dostaw oraz ryzyka jego utraty jest model opracowany na potrzeby brytyjskiego operatora systemu przesyłowego *National Grid* [11, 12, 16, 20]. Model ten uwzględnia najszerze spośród opisanych wyżej metod spektrum czynników mogących wpływać na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w horyzoncie krótkoterminowym.

Uwzględnia on m.in.:

- losowe wyłączenia elementów systemu, także na skutek różnych zjawisk pogodowych,
- nieprawidłowe działania zabezpieczeń oraz możliwość wyłączeń kaskadowych,
- możliwość utraty stabilności pracy generatorów,
- przebieg procesu regulacji częstotliwości w systemie,
- działania podejmowane przez operatora systemu przesyłowego, m.in. ograniczanie zapotrzebowania oraz sposoby przywracania zasilania.

Ze względu na olbrzymią liczbę kombinacji możliwych do zaistnienia zdarzeń, do modelowania tak złożonego zagadnienia często stosowana jest metoda symulacji Monte Carlo.

W niniejszym artykule podobne podejście jest stosowane do wyceny ryzyka w zagrożeniowych stanach pracy SEE.

3. METODOLOGIA OCENY RYZYKA

Wycena ryzyka może odbywać się na różne sposoby. W [13] zarysowany jest jeden z możliwych sposobów, który jest oparty o wycenę wartości oczekiwanej poniesionej straty. W takim podejściu ryzyko związane z i -tym zdarzeniem jest szacowane zgodnie z poniższym wzorem:

$$R_i = P_i \cdot S_i, \quad (1)$$

gdzie P_i jest prawdopodobieństwem zajścia zdarzenia w zadanym przedziale czasowym, a S_i odzwierciedla jego oszacowane skutki.

Oszacowanie obu tych wartości (P_i, S_i) stanowi pewne wyzywanie, biorąc pod uwagę różnorodność czynników mogących prowadzić do uszkodzenia elementów SEE. Dla przykładu, istotne czynniki zagrożenia meteorologicznego to wiatr, wysoka i niska temperatura, szadź, gołoledź, opad śniegu, wyładowania atmosferyczne [10]. Jako przykład destrukcyjnego działania tych czynników można podać awarię w Szczecinie z 8 kwietnia 2008 r., kiedy to mokry śnieg, osadzając się na przewodach linii, łamał słupy elektroenergetyczne, powodując poważną awarię katastrofalną (*blackout*) na dużym obszarze [2]. O ile dla ww. czynników meteorologicznych można skonstruować przybliżone zależności funkcyjne wiążące je z wartościami prawdopodobieństwa P_i , to czynniki związane z działalnością człowieka (błędy ludzkie czy ataki terrorystyczne) są często dużo trudniejsze do skwantyfikowania. W szacowaniu tych wartości przydatne mogą być wskaźniki SAIFI i SAIDI, czy średnie liczby i czasy wyłączeń linii, publikowane przez operatorów [19].

Rozważając metodologię szacowania wartości skutków zaistnienia zdarzenia S_i , można wziąć pod uwagę liczbę węzłów w SEE pozbawionych zasilania, ilość niedostarczonej energii do tych węzłów, bądź straty finansowe związane z przestojem procesów produkcyjnych (związane z niedostarczoną energią).

W przypadku rozważania systemu w stanie niespełniającym kryterium $N-1$ można rozważyć zbiór lub podzbiór wszystkich zdarzeń prowadzących do stanu zagrożeniowego, a następnie stanu *blackout* i zdefiniować dla nich zbiorczą miarę ryzyka jako:

$$R_{tot} = \sum_i R_i \quad (2)$$

Powyższa formuła jest jednak poprawna wyłącznie przy założeniu, że w ramach analizowanego przedziału czasowego może wystąpić w stanie nie spełniającym reguły $N-1$ tylko jedno kolejne zdarzenie. Oznacza to *de facto* odrzucenie tych wszystkich przypadków, kiedy to np. na skutek niekorzystnych zjawisk pogodowych w określonym rejonie uszkodzane są w danym przedziale czasowym więcej niż dwa elementy. Zdajemy sobie sprawę, że takie uproszenie jest dalekie od rzeczywistości. Nie przyjmujemy go jednak za docelowe, a raczej traktujemy jako pewien punkt wyjścia do dalszych rozważań, których weryfikacja będzie postępowała wraz z budową bardziej precyzyjnych modeli dynamicznych SEE.

3.1. Model docelowy

W docelowym modelu planowane jest iteracyjne wyznaczanie prawdopodobieństw zdarzeń losowych – tu przede wszystkim uszkodzeń linii przesyłowych – w zależności od stanu systemu (przepływów prądów w poszczególnych elementach sieci, wynikających z obciążenia bieżącego i planowanego) oraz warunków zewnętrznych (w szczególności pogodowych, np. przejścia chmury burzowej nad danym obszarem). Mianowicie, wyróżniamy dwie perspektywy czasowe działania systemu: ciągłą, reprezentowaną przez (deterministyczny) model dynamiczny, w którym analizowany skok czasowy jest na poziomie kilkudziesięciu milisekund,

oraz dyskretna, która stanowi podstawę stochastycznego modelu zdarzeń w losowy sposób oddziaływujących na pracę systemu.

W szczególności, rozważmy dyskretyzację odcinka czasu $[0, T]$ na równe przedziały $\{[t_0 = 0, t_1), [t_1, t_2), \dots, [t_{n-1}, t_n = T)\}$. Zakładamy, że chwila $t_0 = 0$ odpowiada momentowi wystąpienia zdarzenia i , które wytrąca SEE ze stanu $N-1$. Następnie, na bazie warunków zewnętrznych oraz stanu systemu zrealizowanego w modelu dynamicznym w chwili t_1 po wystąpieniu zdarzenia i wyznaczone są prawdopodobieństwa P_{i,t_1}^l wystąpienia awarii każdej z $l = 1, \dots, L$ linii, oraz losowane są wystąpienia awarii wg tych prawdopodobieństw. W przypadku, gdy losowanie nie przyniosło nowej awarii, model dynamiczny kontynuuje swoje działanie do chwili t_2 . Gdy nastąpi losowa awaria jednej (lub więcej) linii, zaktualizowana topologia systemu wprowadzana jest do modelu dynamicznego, który kontynuuje analizę na zmodyfikowanej sieci do chwili t_2 . Procedura iteracyjnie powtarza kroki zaktualizowania prawdopodobieństw oraz losowania ewentualnych awarii dla kolejnych chwil czasowych t_3, \dots, t_{n-1} .

W ten sposób otrzymujemy jedną realizację stochastycznej ścieżki stanu systemu zapoczątkowanej wystąpieniem zdarzenia i wraz z przyporządkowanymi jej wartościami prawdopodobieństwa P_i i straty S_i . Zastosowując technikę Monte Carlo i powtarzając tę procedurę wielokrotnie otrzymujemy przybliżenie rozkładu straty S_i i możemy określić na tej podstawie standardowe miary ryzyka, np. wspomnianą wcześniej wartość oczekiwaną straty S_i – czyli miarę ryzyka określoną wzorem (2).

W bardziej rozbudowanych podejściach do wyceny, ryzyko może być określone wartością straty poniesionej z prawdopodobieństwem mniejszym niż zadany poziom ufności (zgodnie z miarą *Value at Risk* [23]).

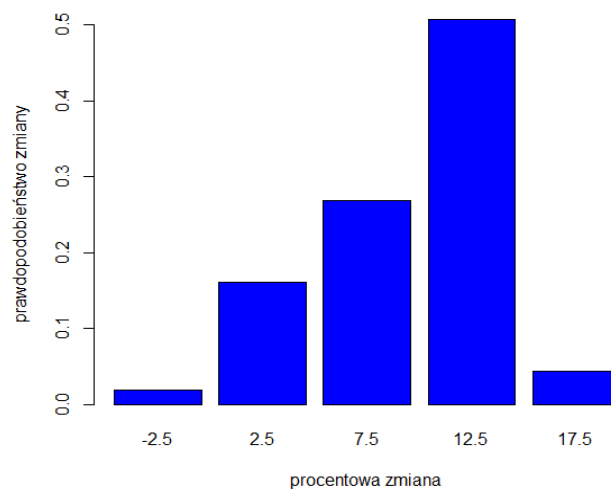
Szacując ryzyko na podstawie opisanych wyżej metod, można w kolejnym kroku skonstruować zależność funkcyjną łączącą maksymalny czas wykonania akcji zaradczych z tymże ryzykiem.

2.2. Model testowy

Na potrzeby artykułu świadomie posłużono się znacznymi uproszczeniami, kierując się potrzebą weryfikacji metody wyceny ryzyka bazującej na modelu dynamicznym SEE. Jak już wspomniano, w stanie $N-1$ badanego układu rozważono możliwość awaryjnego wyłączenia tylko jednej linii, dalszy rozwój sytuacji pozostawiając działaniu zaimplementowanej w modelu SEE automatyki zabezpieczeniowej i regulacyjnej. Każda z awarii („zdarzenie i ” wg wcześniejszego opisu) modelowana była jako trójfazowe zwarcie bezimpedancyjne, inicjowane na początku symulowanego okresu analizy równego 15 minut. Przeanalizowano poszczególne linie, uwzględniając możliwość zaistnienia zwarcia w kilku miejscach – w środ-

kach pięciu odcinków o długości 20% długości całkowitej, każdemu z tych punktów przypisując prawdopodobieństwo $P_{poz} = 0,2$.

Część danych, takich jak zmienność zapotrzebowania, czy wskaźniki awaryjności linii, zostało oparte na danych systemowych udostępnionych przez PSE w 2015 r. [19]. Zmianę zapotrzebowania w czasie symulowanych 15 minut wprowadzono liniowo, bazując na wybranym do analizy okresie szczytu porannego KSE, przypadającego na godzinę 5:00 – 6:00. Dla tego okresu otrzymano histogram przedstawiony na rys. 1, na którego podstawie poszczególnym scenariuszom wprowadzenia zmian obciążenia w modelu testowym, przypisano prawdopodobieństwo P_{obc} .



Rys. 1. Histogram zmiany zapotrzebowania w KSE (5:00-6:00, 2015 r.)

Prawdopodobieństwo dotyczące wywołanego zwarcie wyłączenia oszacowano na podstawie średniej miesięcznej liczby awaryjnych wyłączeń przypadających na 100 km linii NN. Przykładowo, dla wartości 0,25 w czerwcu 2015 r. [19] i linii o długości 150 km otrzymano wartość:

$$P_{awr} = 0,25 \cdot 150 \cdot \frac{1}{100} \cdot \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{24} \cdot \frac{1}{30} \approx 1,3 \cdot 10^{-4}, \quad (3)$$

opisującą prawdopodobieństwo awarii tej linii w czasie symulowanych 15 minut (stąd współczynnik $\frac{1}{4}$ w powyższym wzorze).

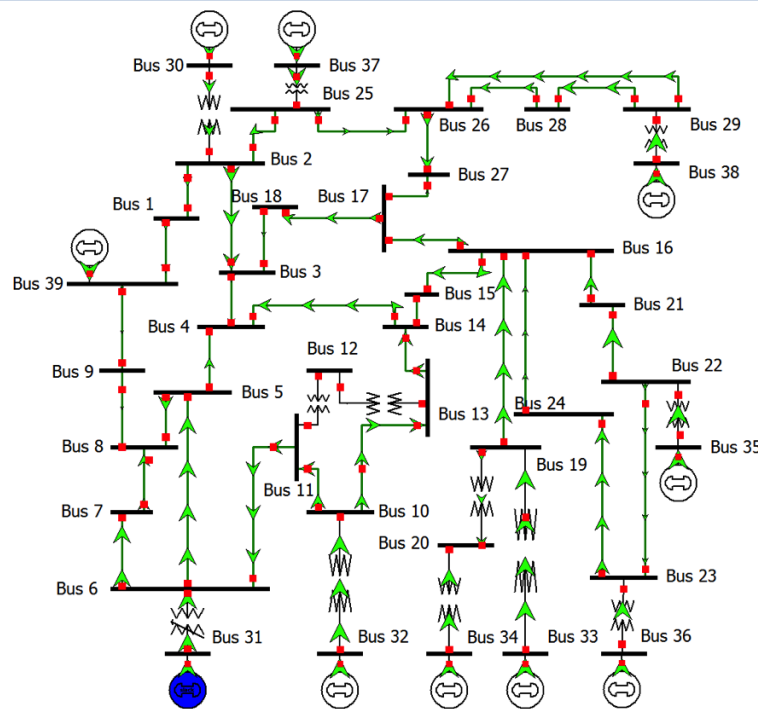
Ostateczne prawdopodobieństwo realizacji scenariusza uwzględniającego zmianę obciążenia wraz z wystąpieniem zwarcia w określonym punkcie wybranej linii i , otrzymano na podstawie zależności:

$$P_i = P_{obc} \cdot P_{poz} \cdot P_{awr,i}. \quad (4)$$

Stowarzyszone z prawdopodobieństwem P_i straty S_i wyznaczono bazując na wynikach symulacji pracy systemu testowego w okresie 15 minut po wprowadzeniu zwarcia, realizującej zadany scenariusz w modelowanym SEE. Bardziej szczegółowy opis elementów modelowanego systemu przedstawia kolejny rozdział.

4. TESTOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

Praktyczna implementacja opisanej wyżej metodologii wymaga zastosowania modeli dynamicznych systemu do wyceny ryzyka w stanach zagrożeniowych SEE. Z uwagi na szerokie stosowanie w opisywanych w literaturze analizach dynamicznych, jako pilotażowy układ, pozwalający na wstępną analizę i weryfikację proponowanych miar ryzyka, został wybrany system testowy IEEE39, którego schemat przedstawia rys. 2.



Rys. 2. Schemat systemu testowego IEEE39

Model IEEE39 zawiera dziesięć generatorów, których łączna generacja wynosi 6191 MW, przy czym generator G1 w węźle 39 reprezentuje zastępczy system elektroenergetyczny. Rezerwa mocy w systemie wynosi 1790 MW, a zapotrzebowanie jest równe 6150 MW. W analizach wykorzystano model rozptylowy systemu IEEE39 wchodzący w skład pakietu MATPOWER.

Na potrzeby prowadzonych badań, w środowisku GE PSLF, został opracowany model dynamiczny systemu IEEE39. W pierwszej kolejności zaimplementowano modele dynamiczne generatorów (model *genrou*), układów wzbudzenia (model *sexs*) i stabilizatorów systemowych (model *pss2a*), przy czym dane dla wymienionych modeli zaczerpnięto z [1]. Następnie, w celu odwzorowania regulacji pierwotnej, wprowadzono modele układów regulacji turbin (model *ieeeg1*), z danymi dla przykładowego bloku w KSE, oraz model układu regulacji wtórnej (złożony z modeli *agc2* i *uclp2*), którego parametry dobrano eksperymentalnie, celem zapewnienia odpowiedniej jakości regulacji.

W kolejnym kroku do modelu dynamicznego systemu IEEE39 wprowadzono modele elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obejmujące:

- model zabezpieczenia od poślizgu biegunów (od utraty synchronizmu) generatora – wykorzystano model zabezpieczenia reagującego na asynchroniczne kołysania mocy (model *ooslen*), któremu przypisano soczewkową charakterystykę rozruchową; zabezpieczenie wyłącza blok generator – transformator blokowy, po wykryciu pracy asynchronicznej generatora;
- model zabezpieczenia zwarciovego linii – wykorzystano model zabezpieczenia odległościowego z przesyłem sygnałów wyłączających między przekaźnikami zainstalowanymi na obu końcach chronionej linii (model *zpott*); założono, że zabezpieczenie wyłącza zwarcie leżące wewnątrz strefy z czasem 150 ms;
- model zabezpieczenia przeciążeniowego linii – wykorzystano model zabezpieczenia oparty na charakterystyce cieplnej zabezpieczanego obiektu (model *locti*); założono, że zabezpieczenie przeciążeniowe wyłącza linię po czasie zależnym od stopnia jej przeciążenia.

W ostatnim kroku zaimplementowano model automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO), która odłącza część odbiorów po spadku częstotliwości poniżej założonego progu. Wykorzystano model przekaźnika *lsdt1*, umożliwiający zadanie trzech stopni odciążania systemu.

5. REZULTATY ANALIZ SYMULACYJNYCH

5.1. Przykład braku spełnienia kryterium *N-1* w stanach dynamicznych

We wcześniej zaproponowano, aby ocenę bezpieczeństwa systemu, prowadzoną w oparciu o kryterium *N-1*, rozszerzyć o analizy prowadzone na modelu dynamicznym SEE. Taki sposób pozwoli m.in. uwzględnić szersze spektrum czynników mających wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu oraz pomóc wychwycić sytuacje, w których w analizach dynamicznych kryterium *N-1* nie jest spełnione, pomimo, że było spełnione w analizach statycznych (w klasycznej analizie rozpluwowej). Zagadnienie to zostanie zilustrowane na przykładzie.

W sieci testowej IEEE39, jako analizowany stan *N-1* przyjmuje się wyłączenie linii łączącej węzły 28 i 29 (rys. 2). Po wyłączeniu tej linii sprawdzane jest obciążenie pozostałych gałęzi sieci, ze szczególnym uwzględnieniem linii 21–22, która w ustalonym, normalnym stanie pracy systemu IEEE39 jest obciążona w 97% dopuszczalnej obciążalności. W przykładzie, w pierwszej kolejności, spełnienie stanu *N-1* jest oceniane z wykorzystaniem modelu statycznego systemu IEEE39, tzn. linia 28–29 jest wyłączana (poprzez zmianę statusu linii z 1 na 0), a następnie obliczany jest klasyczny rozptył mocy. Konfiguracja systemu testowego IEEE39 powoduje, że w tym przypadku wyłączenie linii 28–29 nie wpływa na przepływ prądu w linii 21–22. W stanie *N-1* linia 21–22 jest obciążona, tak jak w stanie normalnym (bez wyłączeń), czyli w 97%. Nie jest też przeciążona żadna inna gałąź w systemie. Zatem na podstawie analizy *N-1* wykonanej na modelu statycznym można wnioskować o bezpiecznej pracy systemu po wyłączeniu linii 28–29.

W drugim przypadku stan *N-1* inicjuje się przez wprowadzenie, w 10 sekundzie symulacji, bezimpedancyjnego zwarcia trójfazowego w połowie długości linii 28–29. Zwarcie to jest wyłączane przez zabezpieczenia odległościowe (zwarciove) tej linii, z czasem 150 ms. Jednak na skutek zaistniałego zwarcia synchronizm traci generator G9 w węźle 38, który jest odłączany od systemu przez zabezpieczenie od poślizgu biegunów. Po wyłączeniu generatora G9 następuje utrata 830 MW mocy wytwarzanej. Zaburzenie bilansu powoduje zadziałanie układów regulacji pierwotnej i wtórnej, prowadzące do zwiększenia generacji w pozostałych, pracujących generatorach. W efekcie następuje zmiana rozptyłu, skutkująca m.in. wzrostem prądu w linii 21–22 powyżej jej dopuszczalnej obciążalności (przeciążają się też, ale w mniejszym stopniu, gałęzie 16–17, 16–19 i 19–33). Z powodu przeciążenia linia 21–22 zostaje wyłączona przez zabezpieczenie przeciążeniowe, z czasem wynikającym z charakterystyki tego zabezpieczenia. Wyłączenie linii 21–22 powoduje z kolei silne kołysania mocy, których efektem jest całkowity rozpad systemu (*blackout*). Zatem w tym przypadku analiza *N-1* przeprowadzona na modelu dynamicznym doprowadziła do przeciwnego wniosku niż poprzednio.

Ponieważ w rzeczywistości awaryjne wyłączenia linii następują zwykle na skutek eliminacji zwarć przez automatykę zabezpieczeniową (czyli tak jak w opisanej symulacji przeprowadzonej na modelu dynamicznym systemu), a nie przez manualne otwarcie wyłącznika (czemu odpowiada symulacja przeprowadzona na modelu statycznym), celem lepszego odwzorowania rzeczywistych warunków pracy systemu, symulacje, których wyniki przedstawia się w kolejnym rozdziale, zostały przeprowadzone z wykorzystaniem dynamicznego modelu systemu IEEE39. Należy zaznaczyć, że konfiguracja systemu testowego powoduje, że dla niektórych wyłączeń spełnienie reguły *N-1* nie jest możliwe z definicji (np. dla linii 19–21). Takie sytuacje zostały pominięte w dalszych symulacjach.

5.2. Wycena ryzyka dla przykładowych warunków pogodowych

Jak przedstawiono w rozdziale 3. w zastosowanym podejściu wyceny ryzyka niezbędne jest oszacowanie wartości prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia i , P_i , oraz kosztu następstw tego zdarzenia S_i – wzór (1). W celu oszacowania P_i rozszerzona została koncepcja średniej miesięcznej liczby awaryjnych wyłączeń linii (w sztukach na 100 km linii) [19]. Mianowicie w analizie przyjęto założenie, że system jest podzielony na cztery obszary, zgodnie z rys. 3, a wskaźnik średniej liczby awaryjnych wyłączeń może być obliczany, nie jak do tej pory statycznie, tylko dynamicznie, jako np. funkcja warunków pogodowych. Źródłem danych dla takiego wskaźnika mogłyby być pomiary ze stacji meteo zbierane w czasie rzeczywistym lub z małym interwałem czasowym. Stanowi to odejście od klasycznej metody wyznaczania tegoż wskaźnika, gdzie jego wartość jest otrzymywana *a posteriori* na podstawie danych historycznych. Dalej przyjmujemy założenie, że dysponujemy dynamicznym odpowiednikiem takiego wskaźnika dla danej chwili lub przedziału czasu i dla każdego obszaru SEE.

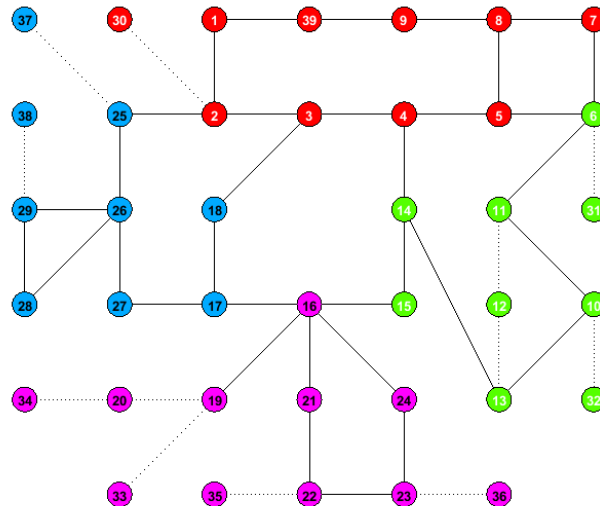
W symulacjach założyliśmy dwa rodzaje warunków pogodowych (tab. 1). Pierwszy scenariusz to warunki optymalne, gdzie wskaźnik jest niski i ma taką samą wartość dla wszystkich obszarów, drugi scenariusz reprezentuje złe warunki pogodowe zwłaszcza w rejonie niebieskim i czerwonym oraz umiarkowane warunki w pozostałych. Przykładowo wartość 5 dla obszaru „czerwonego” w drugim scenariuszu pogodowym można interpretować w kategoriach przypadania na dane 100 km każdej linii w tym obszarze średnio pięciu awarii w miesiącu pod warunkiem, że tak złe warunki pogodowe, jak w analizowanej chwili, trwałyby przez cały miesiąc.

Tabela 1 Założone średnie miesięczne liczby awaryjnych wyłączeń linii (w sztukach na 100 km linii)

Obszary:	Czerwony	Zielony	Niebieski	Różowy	Ryzyko
Scenariusz 1 (optymalne warunki pogodowe)	0,1	0,1	0,1	0,1	1,25%
Scenariusz 2 (złe i zróżnicowane warunki pogodowe)	5	0,5	5	0,5	61,9%

Następnie na podstawie dynamicznych wskaźników średniej liczby awaryjnych wyłączeń oraz posiadanej informacji o długości każdej z linii, zostały oszacowane wartości P_i . W wyniku symulacji dynamicznych obliczono moce odbiorów odłączone w wyniku działania automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciażania. Te moce niezaspokojonych odbiorów, unormowane jako ułamek całkowitego zapotrzebowania wyrażony w procentach, zostały przyjęte jako wartości S_i . Symulacje przeprowadzono dla różnych wariantów zmiany zapotrzebowania zgodnie z wartościami przedstawionymi na histogramie z rys. 1. Pozwoliło to oszacować ryzyko globalne R_{tot} , którego wartości przedstawiono w ostatniej kolumnie tab. 1. Wartości różnią się o ponad rząd wielkości dla obu scenariuszy. Relatywnie małe wartości obu ryzyk biorą się z:

- prostoty analizowanego systemu – małej liczby węzłów i linii, a także ich stosunkowo niewielkiej długości;
- uproszczonego szacowania strat S_i odzwierciedlających niezaspokojone obciążenie, a nie za pomocą wyceny strat w PLN/MWh, np. poprzez oszacowanie *Value of Lost Load* (VoLL);
- przyjętych uproszczeń w wycenie ryzyka mówiących, że zdarzenia są niezależne oraz, że w analizowanym okresie kwadransa nie może nastąpić więcej niż jedno zdarzenie inicjujące i , a wszystkie następne są skutkiem tego jednego.



Rys. 3. Podział systemu testowego IEEE39 na cztery obszary

5.3. Dalszy kierunek badań

Warunki pogodowe modelowane są obecnie w sposób uproszczony poprzez modyfikację wskaźnika liczby awaryjnych wyłączeń linii i założenia, że jest on liczony w sposób dynamiczny. W procesie dalszych badań wymagane jest skonstruowanie związków funkcyjnych pomiędzy parametrami pogodowymi, a postulowanym wskaźnikiem. Ocena kosztowa wymaga rozbudowania poprzez wykorzystanie wskaźnika VoLL, co da możliwość oszacowania kosztów następstw awarii wyrażonych w PLN/MWh, zamiast trudnych w interpretacji w tym kontekście wartości bezwymiarowych. Dalszych prac wymaga także sposób prowadzenia symulacji, gdzie obecnie identyfikuje się wartość niezaspokojonego zapotrzebowania wyrażonego w MW przyjmując 15 minutowy horyzont czasowy od wystąpienia awarii, a nie wartość niezaspokojonego popytu w MWh.

6. WNIOSKI

W ramach prowadzonych badań została opracowana ciągła miara ryzyka, ułatwiająca scharakteryzowanie stanu SEE w stanach zagrożeniowych. W celu zbadania własności takiej miary

ry skonstruowany został statyczny oraz dynamiczny model systemu IEEE39. W zależności od modelu uzyskano znaczne różnice w wynikach. Ich analiza wskazuje na zasadność oparcia dalszych analiz wyłącznie o model dynamiczny. Przeprowadzono symulacje z zamodelowanymi różnymi warunkami pogodowymi otrzymując różne wskaźniki ryzyka. Otrzymane wstępne rezultaty wskazują na zasadność wykorzystania postulowanej miary w procesie optymalizacji działań zaradczych operatora mających za zadanie przywrócenie systemu do stanu spełniającego kryterium $N-1$.

PODZIĘKOWANIA

Badania nad wyceną ryzyka na podstawie symulacji bazujących na dynamicznych modelach SEE, będące tematem przewodnim niniejszego artykułu, prowadzone są w ramach grantu AXA Research Fund.

LITERATURA

- [1] Achilles S., Schramm S., Bebic J.: *Transmission System Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*. GE Global Research. Niskayuna, New York, February 2008.
- [2] Bartodziej G., Tomaszewski M.: *Blackout w rejonie Szczecina*. Uwagi i wnioski. Energetyka, 10/2008.
- [3] Castellano G., Moreschini G., Serranni A.: *Probabilistic On-line Security Assessment and Control*. Session 1996 CIGRE, Paris, France, August 1996.
- [4] Cheng J., McGillis D., Galiana F.: *Bilateral Transactions Considered as Interconnections in a Deregulated Environment*. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, Waterloo, Ontario, May 1998.
- [5] Cheng J., McGillis D., Galiana F.: *Power System Reliability in a Deregulated Environment*. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, Halifax, Nova Scotia, May 2000.
- [6] De Tuglie E., Dicorato M., La Scala M., Scarpellini P.: *A Probabilistic Approach for Dynamic Available Transfer Capability Evaluation*. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [7] De Tuglie E., Dicorato M., La Scala M., Scarpellini P.: *A Static Optimization Approach to Assess Dynamic Available Transfer Capability*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August 2000.

- [8] Fu W., McCalley J.D., Vittal V.: *Risk Assessment for Transformer Loading*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August 2001.
- [9] Grande O.S., Wangensteen I.: *Alternative Models for Congestion Management and Pricing. Impact on Network Planning and Physical Operation*. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [10] IMiGW: *Algorytmy tworzenia mapy ryzyka zakłóceń w sieci elektroenergetycznej z uwagi na zagrożenia meteorologiczne (MRZSE)*.
- [11] Kirschen D.S., Bell K.R.W., Nedic D.P., Jayaweera D., Allan R.N.: *Computing the Value of Security*. IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 6, November 2003.
- [12] Kirschen D.S., Jayaweera D., Nedic D.P., Allan R.N.: *A Probabilistic Indicator of System Stres*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August 2004.
- [13] Kuczyński R.: *Operation Handbook Policy 5 - Emergency Operations*, edycja trzecia, APE15, ActaEnergetica, Zeszyt 1.
- [14] Lebrevelec Z.: *The Value of the Cost/Security Trade Off*. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [15] McCalley J., Fouad A., Agrawal L., Farmer R.: *A Risk-Based Security Index for Determining Operating Limits in Stability-Limited Electric Power Systems*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997.
- [16] Nedic D.P., Dobson I., Kirschen D.S., Carreras B.A., Lynch V.E.: *Criticality in a Cascading Failure Blackout Model*. 15th Power Systems Computation Conference, Liège, Belgium, August 2005.
- [17] Ni M., McCalley J.D., Vittal V., Greene S., Ten Z.W., Ganugula V.S., Tayyib T.: *Software Implementation of Online Risk-Based Security Assessment*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 3, August 2003.
- [18] Ni M., McCalley J.D., Vittal V., Tayyib T.: *Online Risk-Based Security Assessment*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, February 2003.
- [19] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., www.pse.pl (Dane systemowe)
- [20] Rios, M.A., Kirschen, D.S., Jayaweera, D., Nedic, D.P., Allan, R.N.: *Value of security: modeling time-dependent phenomena and weather conditions*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, August 2002.

- [21] Uhlen K., Kjolle G., Lovas G., Breidablik O.: *A Probabilistic Security Criterion for Determination of Power Transfer Limits in a Deregulated Environment*. Session 2000 CIGRE, Paris, France, August 2000.
- [22] Wan H., McCalley J.D., Vittal V.: *Risk-Based Voltage Security Assessment*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, No. 4, November 2000.
- [23] Wikipedia: Value at risk, https://pl.wikipedia.org/wiki/Value_at_risk

MANAGEMENT OF POWER SYSTEMS IN EMERGENCY STATES – INTRODUCTION OF CONTINUOUS RISK MEASURES TO ASSESS THE SECURITY OF SYSTEMS NOT COMPLIANT WITH THE N-1 CRITERION

Key words: power system, risk, N-1 criterion

Summary. A power system is considered to be secure, when it is compliant with the so-called *N-1* criterion. It states that after shutting down any one of its elements it will continue to operate without breaching equipment limits. In this article a stochastic risk measure for a system not meeting the *N-1* criterion is introduced. This risk measure is based on the probabilities and costs of blackouts, which may occur as a consequence of additional failures, and is calculated by the means of computer simulations utilizing a dynamic model. Some results obtained for a model power system are shown and exemplary failures are explained.

Roman Korab, Politechnika Śląska, Gliwice

Wojciech Jaworski, Karol Wawrzyniak, Marcin Jakubek, Krzysztof Królikowski, Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Warszawa