

*odnawialne źródła energii, małe elektrownie wodne,
system elektroenergetyczny, oddziaływanie na system,
obliczenia, modelowanie, symulacja komputerowa,
spadki napięcia, prądy zwarciovowe*

Bogusław KAROLEWSKI*

MODELOWANIE WPLYWU MAŁEJ ELEKTROWNI WODNEJ NA SIĘĆ

Zamodelowano wycinek systemu zasilającego, do którego jest przyłączona mała elektrownia wodna z generatorami indukcyjnymi. Do modelowania i symulacji wykorzystano program ATP. Wyznaczano spadki napięć na poszczególnych elementach układu zasilającego. Analizowano wpływ załączania elektrowni na zmiany napięć w układzie. Wyznaczono wartości prądów zwarciovych. Wyniki symulacyjne porównano z uzyskanymi kalkulatorowo, z wykorzystaniem tradycyjnych metod obliczeniowych.

1. WPROWADZENIE

W systemie elektroenergetycznym pracuje wiele małych elektrowni wykorzystujących źródła odnawialne, a powstają następne. Elektrownie te mogą wywierać zarówno pozytywny jak i negatywny wpływ na pracę systemu, niezawodność zasilania i jakość energii dostarczanej odbiorcom. Dlatego też przed włączeniem elektrowni do systemu konieczne jest dokonanie szczegółowej analizy jej pracy i zmian parametrów sieci wywołanych obecnością nowego źródła.

W artykule [4] przedstawiono proces oceny wpływu małej elektrowni na sieć na przykładzie przepływowej elektrowni wodnej z generatorami indukcyjnymi. Obliczenia wykonano wykorzystując tradycyjne metody wyznaczania prądów w szczycie i w dolinie obciążenia, spadków napięcia i prądów zwarciovych [5]. W obecnych badaniach przyjęto podobny układ sieciowy, ale o zmienionych parametrach. Wykorzystując metody opisane w [4] wyznaczono spadki napięć i wartości prądów zwarciovych w układzie. Następnie zamodelowano badaną sieć wykorzystując program

* Dr hab. inż. Bogusław Karolewski, prof. Politechniki Wrocławskiej, Instytut Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych, e-mail: boguslaw.karolewski@pwr.edu.pl

przeznaczony do symulowania pracy systemu elektroenergetycznego w stanach ustalonych i nieustalonych. Był to powszechnie dostępny (po rejestracji) pakiet ATP [6]. Program uwzględnia elektromagnetyczne stany przejściowe układu. Umożliwiło to porównanie wyników wykorzystania tradycyjnej quasi-statycznej metody kalkulatorowej i metody symulacyjnej, wykorzystywanej w programie.

2. OBIEKT BADAŃ

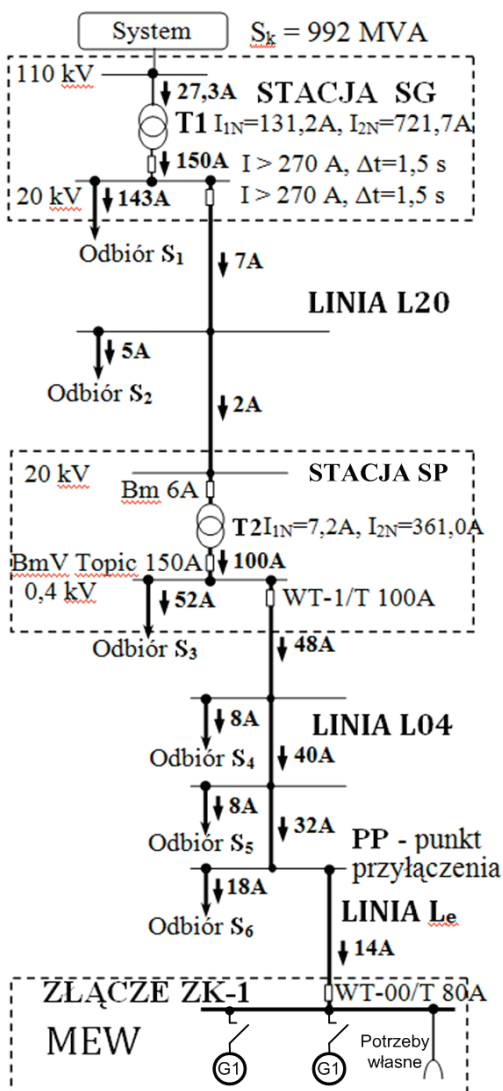
Schemat układu połączeń elektrowni z siecią zasilającą przedstawiono na rys. 1. Zaznaczono również rozpyły prądów dla jednego z analizowanych wariantów pracy układu – w okresie szczytu obciążenia sieci, przy wyłączonych generatorach. W dolinie obciążenia odbiorniki pobierają około czterokrotnie mniejsze moce, więc wartości prądów są odpowiednio mniejsze. Przy pracującej elektrowni dochodzą prądy generowane, wypływające z generatorów.

Podstawowe dane układu są następujące:

- moce znamionowe generatorów indukcyjnych $P_{n1} = 40$ kW, $P_{n2} = 90$ kW,
- prądy znamionowe maszyn $I_{n1} = 66$ A, $I_{n2} = 170$ A,
- prędkości znamionowe przy pracy silnikowej $n_1 = 980$ obr./min, $n_2 = 737$ obr./min,
- transformator T1 110/20 kV, moc 25 MVA ($uz\% = 13,01\%$, $\Delta P_{Fe} = 16360$ W, $\Delta P_{Cu} = 147249$ W),
- transformator T2 20/0,4 kV, moc 250 kVA ($uz\% = 4,67\%$, $\Delta P_{Fe} = 750$ W, $\Delta P_{Cu} = 4816$ W),
- jako odbiór S_1 potraktowano pozostałe linie (poza L20) przyłączone do rozdzielni 20 kV stacji SG,
- odbiór S_2 reprezentuje moc odpływającą przez rozgałęzienia linii L20,
- S_3 to moce przekazywane liniami nn (poza rozpatrywaną L04) z rozdzielni 0,4 kV stacji SP,
- odbiory S_4, S_5 reprezentują dwie grupy zabudowań zasilanych z linii L04,
- odbiór S_6 to moc odbiorników przyłączonych do linii L04 za punktem przyłączenia elektrowni (PP),
- moce odbiorów przeliczono na wartości prądów podanych na rys. 1 przy $\cos\varphi = 0,8$,
- impedancje zastępcze elementów:
 - systemu na poziomie 110 kV $X_q = 13,417$ Ω ,
 - T1 na poziomie 20 kV $R_{T1} = 0,094$ Ω , $X_{T1} = 2,082$ Ω ,
 - L20 na poziomie 20 kV $R_{L1} = 2,424$ Ω , $X_{L1} = 2,240$ Ω ,
 - T2 na poziomie 0,4 kV $R_{T2} = 0,012$ Ω , $X_{T2} = 0,030$ Ω ,
 - L04 na poziomie 0,4 kV $R_{L2} = 0,060$ Ω , $X_{L2} = 0,042$ Ω ,
 - L_e do elektrowni 0,4 kV $R_{Le} = 0,052$ Ω , $X_{Le} = 0,050$ Ω ,

– parametry modeli transformatorów wykorzystywane w programie symulacyjnym:

- T1 strona wysoka $RT1H = 1,4254 \Omega$, $XT1H = 31,4519 \Omega$,
- T1 strona niska $RT1L = 0,1414 \Omega$, $XT1L = 3,1192 \Omega$,
- T2 strona wysoka $RT2H = 46,2336 \Omega$, $XT2H = 102,0999 \Omega$,
- T2 strona niska $RT2L = 0,0062 \Omega$, $XT2L = 0,0136 \Omega$.



Rys. 1. Schemat układu z przyjętym rozplywem prądów w szczycie obciążeniu sieci, przy wyłączonych generatorach (prąd dopływa do odbiorników potrzeb własnych)

3. WYNIKI OBLICZEŃ METODĄ STATYCZNĄ

Wykorzystując wzór [2]:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_N} I \cdot (\pm R \cos \varphi + X \sin \varphi) [\%], \quad (1)$$

wyznaczono wartości spadków napięcia w stanie ustalonym, gdy elektrownia nie pracuje, a obciążenia układu mają wartości szczytowe. W tym przypadku przed R stawia się znak „+”.

Policzono również prąd początkowy przy trójfazowym zwarciu symetrycznym:

$$I_{k3} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{kz}} \text{ [A]} \quad (2)$$

gdzie:

c – współczynnik napięciowy,

Z_{kz} – impedancja zastępcza obwodu zwarciego.

Najmniejsza spodziewana wartość prądu zwarcia jednofazowego z ziemią:

$$I_{k1} = \frac{0,95 \cdot U_{Nf}}{Z_{kz1}} \text{ [A]} \quad (3)$$

gdzie Z_{kz1} – impedancja zastępcza zgodna obwodu zwarciego.

Wzrost napięcia wywołany generacją mocy czynnej P_G i biernej Q_G z pominięciem poboru mocy przez odbiory nn, zasilane z sieci, do której przyłączono generator, oszacowano na podstawie wzoru:

$$\Delta U\% = \frac{P_G \cdot R + Q_G \cdot X}{U_N^2} \cdot 100\%. \quad (4)$$

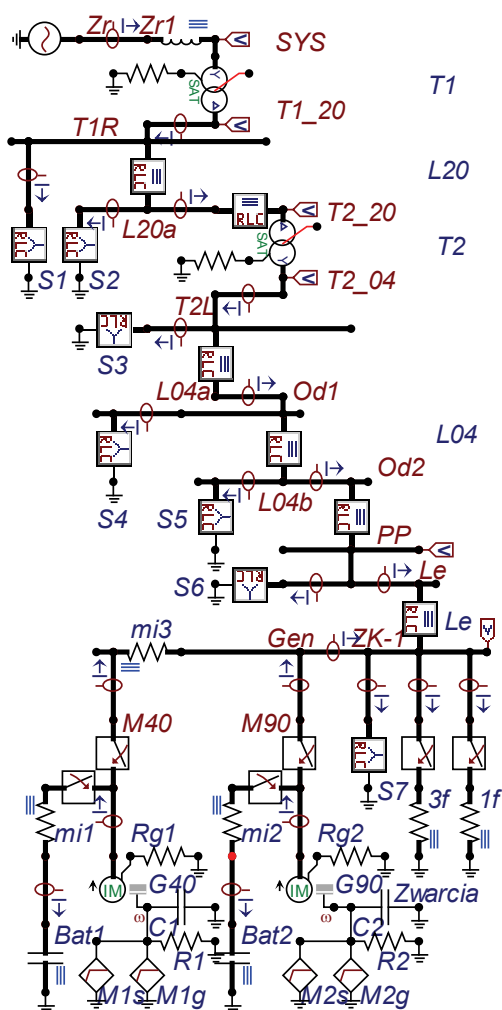
Uzyskane wartości spadków napięcia:

- na reaktancji systemu $\Delta U_s \%$ = 0,35%,
- na T1, $\Delta UT1 \%$ = 1,72%,
- na L20, $\Delta UL20 \%$ = 0,18%,
- na T2, $\Delta UT2 \%$ = 1,20%,
- na L04, $\Delta UL04 \%$ = 1,23%,
- na L_e , $\Delta UL_e \%$ = 0,43%,
- sumaryczny od rozdzielni elektrownianej ZK-1 do systemu, $\Delta U \%$ = 5,11%.

Prąd zwarcia trójfazowego w rozdzielni ZK-1, dopływający od strony systemu I_{k3} = 1560 A, a minimalny prąd zwarcia jednofazowego z ziemią I_{k1} = 689 A. Wzrost napięcia w ZK-1 przy znamionowej pracy obu generatorów wyniósł 9,1%.

4. MODEL SYMULACYJNY W ATP

Badany układ sieciowy zamodelowano wykorzystując program ATP. Schemat modelu przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Schemat modelu w programie ATP

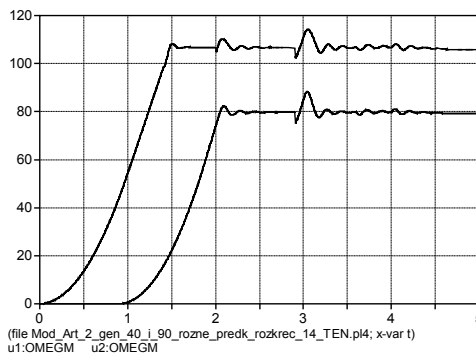
W obliczeniach symulacyjnych przyjęto następującą sekwencję zdarzeń:

- w chwili 0 rusza turbina napędzająca maszynę 40 kW (odłączoną od sieci). Moment napędowy rośnie liniowo od 0 aż do wartości znamionowej (380 Nm) przez czas 1 s;

- w chwili 1,4 s – gdy prędkość maszyny osiąga 95% synchronicznej (99,5 rad/s) – maszyna zostaje włączona do sieci. W chwili 1,6 s załączana jest bateria kondensatorów. Generator pracuje z prędkością nadsynchroniczną;
- od 0,5 s druga maszyna – o mocy 90 kW – jest napędzana momentem narastającym od 0 do znamionowego (1166 Nm) w czasie 1 s. W chwili 2 s maszyna osiąga prędkość 74,5 rad/s i zostaje połączona z siecią. Po 0,2 s załączana jest jej bateria kondensatorów;
- w okresie od 2,9 do 3,0 s trwa zwarcie trójfazowe w rozdzielni ZK-1, zasilanej z obu generatorów i z systemu;
- pomiędzy 3,6 a 4,0 s zamodelowano zwarcie jednofazowe doziemne fazy A w ZK-1;
- po ustaleniu się przebiegów wywołanych zwarcie, od chwili 4,3 s przez czas 0,5 s następuje liniowe zmniejszanie momentów napędzających oba generatory do połowy wartości znamionowych;
- obliczenia kończą się po osiągnięciu czasu 5 s.

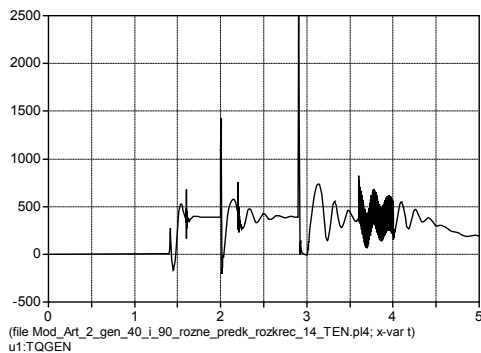
5. WYNIKI SYMULACJI

Przykłady uzyskanych przebiegów przedstawiono na kolejnych rysunkach. Rys. 3. dotyczy prędkości obu maszyn. Widoczne są udary w chwili włączania maszyn do sieci oraz podczas zwarcia trójfazowego. Zwarcie jednofazowe nie spowodowało znacznych zmian prędkości generatorów. W końcowym okresie symulacji ich prędkości maleją z powodu zmniejszania momentu napędowego.

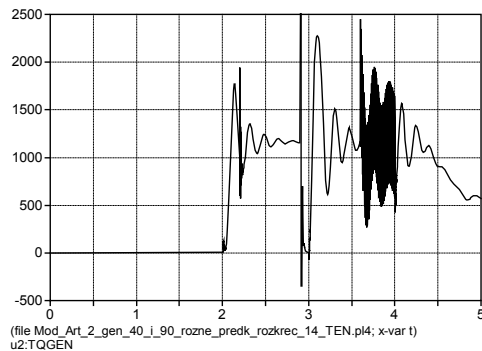


Rys. 3. Prędkości obu maszyn podczas rozpędzania i pracy generatorowej

W przypadku momentów elektromagnetycznych generatorów (rys. 4 i 5), wpływ zwarcia jednofazowego jest wyraźny. Występują w tym czasie szybkozmiennie drgania momentu.

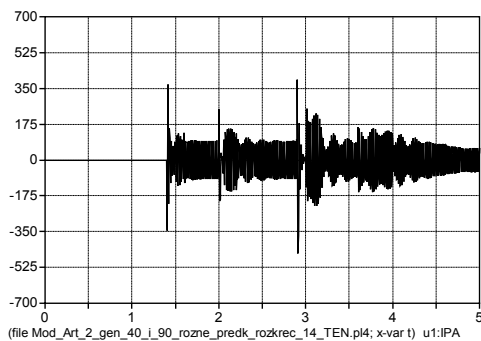


Rys. 4. Moment elektromagnetyczny generatora 40 kW

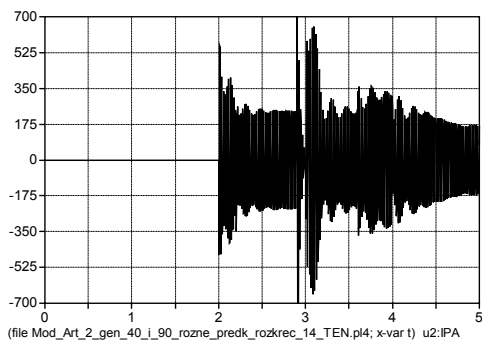


Rys. 5. Moment elektromagnetyczny generatora 90 kW

Prądy generatorów przedstawiono na rys. 6 i 7. Zwiększone wartości prądu występują zaraz po załączeniu maszyny, po wyłączeniu zwarcia trójfazowego, a częściowo również w trakcie zwarcia jednofazowego. Piki prądu pojawiają się w chwili załączenia baterii kondensatorów i wystąpienia zwarcia trójfazowego.

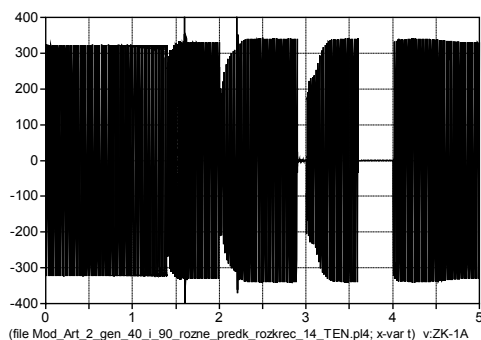


Rys. 6. Przebieg wartości chwilowych prądu fazy A generatora o mocy 40 kW

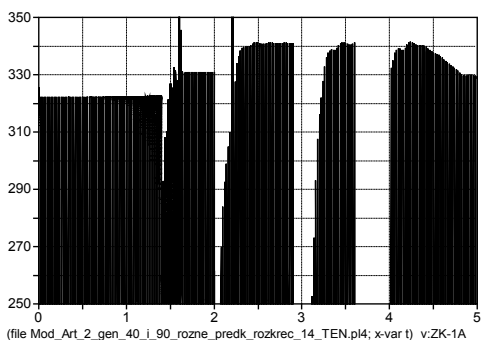


Rys. 7. Przebieg wartości chwilowych prądu fazy A generatora o mocy 90 kW

Zmiany napięcia w rozdzielni generatorowej przedstawiono na rys. 8 i 9. Obniżenia występujące po załączeniu generatorów są proporcjonalne do ich mocy. Podczas zwarcia trójfazowego napięcie spada do zera, a po jego wyłączeniu stopniowo się odbudowuje w miarę powrotu generatorów do pracy znamionowej. Napięcie fazy A spada do zera również podczas zwarcia jednofazowego w tej fazie. Po likwidacji zwarcia napięcie szybko wraca do normy, gdyż warunki pracy generatorów zmieniły się tylko nieznacznie. Na rys. 9 widoczne są kolejne wzrosty napięcia wywołane załączeniami generatorów. W końcowym okresie symulacji, wskutek zmniejszania mocy generatorów, napięcie stopniowo maleje.

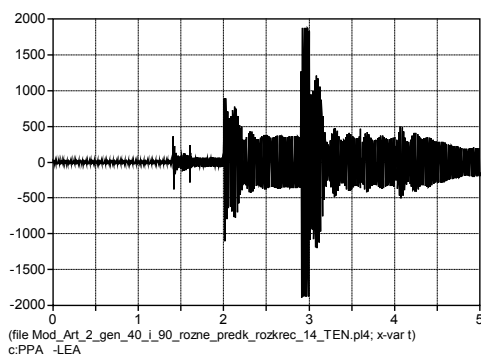


Rys. 8. Przebieg wartości chwilowych napięcia fazy A w rozdzielni ZK-1

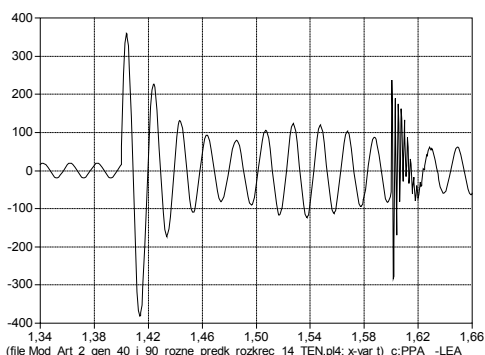


Rys. 9. Górna obwiednia przebiegu wartości chwilowych napięcia fazy A w rozdzielni ZK-1 (powiększony fragment rys. 8)

Prąd pomiędzy systemem a rozdzielnią ZK-1 przedstawiono na rys. 10, a jego powiększony fragment na rys. 11. Na powiększeniu widoczny jest wzrost prądu po włączeniu pierwszego generatora oraz oscylacje wywołane załączeniem baterii. W analizowanym okresie czasowym, następuje zmiana fazy prądu. Początkowo prąd dopływa do rozdzielni, a po włączeniu generatora jego kierunek stopniowo zmienia się na przeciwny. Wartość skuteczną tego prądu można wykorzystać do oceny, czy nie została przekroczona dopuszczalna obciążalność linii L_e .

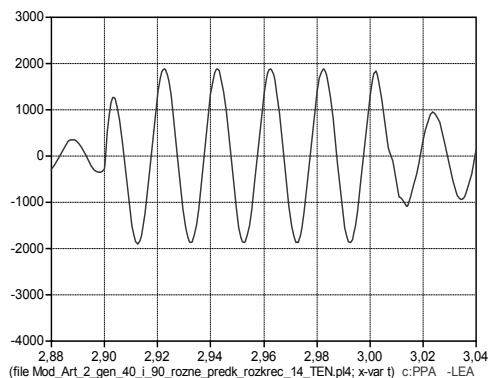


Rys. 10. Przebieg wartości chwilowych prądu fazy A płynącego linią przyłączeniową elektrowni L_e

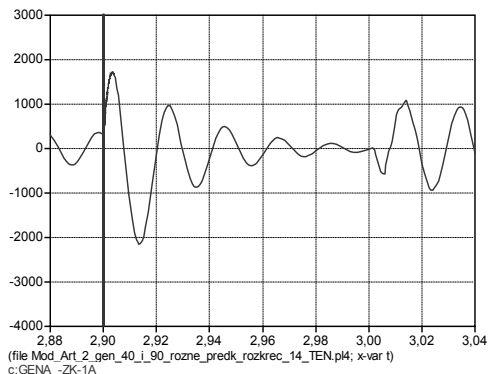


Rys. 11. Wycinek przebiegu wartości chwilowych prądu fazy A linii przyłączeniowej elektrowni L_e (powiększony fragment rys. 10)

Przebieg składowych prądu zwarcia trójfazowego: jego części dopływającej od strony systemu i drugiej – szybko zanikającej – od strony generatorów, przedstawiono na rys. 12 i 13. Maksymalna wartość skuteczna całkowitego prądu zwarciovego wynosi 2828 A, składowej od systemu 1340 A, a od generatorów 1513 A.



Rys. 12. Przebieg wartości chwilowych prądu fazy A dopływającego od strony systemu podczas zwarcia trójfazowego



Rys. 13. Przebieg wartości chwilowych prądu fazy A dopływającego od strony generatorów podczas zwarcia trójfazowego

Badano również prąd zwarcia jednofazowego w fazie A. Wartość całkowitego prądu zwarcia wynosi 629 A, składowa od systemu waha się w granicach od 219 do 290, czyli średnio około 255 A. Składowa pochodząca od generatorów zmienia się w zakresie od 353 do 509, a średnio wynosi 431 A.

6. PORÓWNANIE WYNIKÓW OBLICZEŃ STATYCZNYCH I SYMULACYJNYCH

Z przebiegów uzyskanych symulacyjnie obliczono wartości skuteczne spadków napięć i prądów zwarcia. Porównanie tych wartości z uzyskanymi w wyniku obliczeń statycznych przedstawiono w tab. 1.

Tabela 1. Porównanie wyników obliczeń statycznych i symulacyjnych

Uzyskane wyniki		Met. statyczna	Symul. ATP
Spadek napięcia na (generatory wyłączane)	reaktancji systemu ΔU_s [%]	0,35	0,39
	transformatorze T1, ΔU_{T1} [%]	1,72	1,80
	linii L20, ΔU_{L20} [%]	0,18	0,22
	transformatorze T2, ΔU_{T2} [%]	1,20	1,32
	linii L04, ΔU_{L04} [%]	1,23	1,20
	linii L_e , ΔU_{L_e} [%]	0,43	0,38
Suma od ZK-1 do systemu, ΔU [%]		5,11	5,31
Wzrost napięcia w ZK-1 przy znam. pr. generat. [%]		9,1	5,8
Prąd zwarcia trójfaz. od strony systemu I_{k3} [A]		1560	1340
Prąd zwarcia jednofazowego z ziemią I_{k1} [A]		689	255

Wyniki obliczeń spadków napięć mają dobrą zgodność. Różnice w wyznaczeniu sumarycznego spadku napięcia nie przekraczają 5% wartości symulacyjnej. Wzrost napięcia w punkcie przyłączenia po załączeniu generatorów uzyskany symulacyjnie jest znacznie mniejszy, gdyż metoda ta uwzględnia pobór mocy przez odbiorniki pracujące w analizowanej sieci. Różnica pomiędzy wartościami prądu zwarcia trójfazowego dopływającego od systemu wynosi około 16% wartości symulowanej. Biorąc pod uwagę konieczny współczynnik bezpieczeństwa zabezpieczeń zwarciovych, jest to do przyjęcia. Natomiast wartości prądu zwarcia jednofazowego różnią się ponad dwukrotnie. Wymaga to weryfikacji uzyskanych wyników, np. ich sprawdzenia na innym układzie sieciowym.

7. PODSUMOWANIE

Wystąpiły dość znaczne rozbieżności wartości prądów zwarciovych, zwłaszcza przy zwarciu jednofazowym, pomiędzy metodą statyczną i symulacyjną z wykorzystaniem ATP. Sprawa to wymaga dalszych badań. Różnice między poziomem napięć wywołanych załączeniem elektrowni dają się wytłumaczyć większą dokładnością metod symulacyjnych. Symulacja umożliwia analizowanie wielu parametrów i zjawisk, niedostępnych do wyznaczenia metodami statycznymi.

LITERATURA

- [1] KACEJKO P., *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Wyd. Uczelniane Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
- [2] KAROLEWSKI B., LIGOCKI P., *Analiza połączenia małej elektrowni wodnej z systemem elektroenergetycznym*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2005, nr 5.
- [3] KAROLEWSKI B., STOCHMIALEK W., *Analiza układu zasilania małej elektrowni wodnej*, Pr. Nauk. Inst. Masz, Nap. i Pom. El. Politechniki Wrocławskiej, 2011, Nr 65, Studia i Materiały, Nr 31.
- [4] KAROLEWSKI B., *Wpływ małej elektrowni na sieć*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2012, nr 8.
- [5] MARKIEWICZ H., *Instalacje elektryczne*, WNT, Warszawa 1996.
- [6] ROSOŁOWSKI E., *Komputerowe metody analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych*, Oficyna Wyd. Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2009.

MODELING THE IMPACT OF LOW HYDROELECTRIC POWER STATION ON SUPPLY NETWORK

Was modelled segment of the supply system, to which is attached a small hydroelectric power plant with induction generators. For modelling and simulation was used software ATP. Voltage drops on the components of the supply system was determined. Analysis of the effect switching on power voltage changes in the system were done. Values of short-circuit currents were determined. The simulation results were compared with those obtained using static calculation methods.