

Joachim BARGIEL
Wiesław GOC
Bogusław TEICHMAN

DANE DO OCENY NIEZAWODNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Streszczenie. W artykule przedstawiono wyniki badań statystycznych awaryjności generatorów, transformatorów oraz linii napowietrznych w Polsce w okresie 1992-1997 oraz metodologię obliczania kosztów awaryjności i oszacowaną aktualną i prognostyczną wartość jednostkowego kosztu niedostarczonej energii.

DATABASE FOR HIGH VOLTAGE NETWORK RELIABILITY ESTIMATION

Summary. Results of statistic investigations of failures of generators, transformers and transmission lines in Poland during the period 1992-1997 as well as the methodology of the calculations of failure costs and estimation of the present prognosis of unit cost of unserved energy are presented in the paper.

1. WPROWADZENIE

Dane do oceny niezawodności sieci elektroenergetycznych można podzielić na dwie grupy:

- a) wskaźniki awaryjności elementów sieciowych, które są utworzone z wielu urządzeń funkcjonalnie związanych ze sobą,
- b) koszty jednostkowe niedostarczonej energii, które w uproszczeniu określają szkody (straty) gospodarcze spowodowane przerwami dostawy energii elektrycznej.

Dane te potrzebne są do planowania rozwoju układu elektroenergetycznego, a także do planowania bieżących układów pracy sieci. Z punktu widzenia oceny niezawodności, sieć podzielono na następujące elementy:

- źródła, tj. bloki energetyczne (wytwórcze) w elektrowniach,
- węzły, tj. poszczególne systemy szyn zbiorczych stacji elektroenergetycznych,

- gałęzie, które dzielą się na:

- linie,
- transformatory.

Elementy te oddzielone są od siebie łącznikami samoczynnie działającymi podczas zakłóceń.

2. CHARAKTERYSTYKA BADAŃ NIEZAWODNOŚCIOWYCH ELEMENTÓW SIECIOWYCH KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO (KSE)

W Polsce prowadzi się aktualnie w różnych ośrodkach fragmentaryczne badania statystyczne dotyczące awaryjności elementów sieciowych KSE, tj. m.in. bloków energetycznych, transformatorów, szyn zbiorczych oraz linii napowietrznych. Analizy zbiorcze powstają z następujących materiałów źródłowych oraz opracowań:

- dzienników operacyjnych oraz raportów dobowych prowadzonych w Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM),
- dzienników operacyjnych oraz raportów dobowych prowadzonych w wybranych oddziałach terenowych Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE S.A.),
- badań własnych wykonywanych przez KDM [4, 5, 6],
- badań własnych wykonywanych w oddziałach terenowych PSE S.A. [7, 8],
- badań własnych wykonywanych przez niektóre elektrownie [11],
- badań własnych wykonywanych przez Agencję Rynku Energii (ARE) [2],
- opracowań Instytutu Energetyki, Energoprojektu oraz ośrodków uczelnianych [1, 3, 12].

Badania te obejmują:

- bloki energetyczne 500 MW, 360 MW, 200 MW, 120 MW,
- transformatory blokowe oraz sieciowe: 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV,
- szyny zbiorcze: 400 kV, 220 kV, 110 kV,
- linie napowietrzne: 400 kV, 220 kV, 110 kV

w 10-letnim przedziale czasowym 1988-1997. Ze względu na zmiany w polskiej elektroenergetyce do analiz końcowych należy wykorzystywać głównie dane z okresu 1992-1997.

3. BAZA DANYCH NIEZAWODNOŚCIOWYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH

Do programów niezawodnościowych są potrzebne dla każdego bloku energetycznego następujące wskaźniki awaryjności:

- prawdopodobieństwo wymuszonego odstawienia generatora (FOR)

$$\text{FOR} = \frac{T_a}{T_a + T_p},$$

gdzie:

T_a - łączny czas wyłączeń awaryjnych w roku, h,

T_p - łączny czas pracy w roku, h,

- wskaźnik niezdatności (FOF)

$$\text{FOF} = \frac{T_a}{T_r},$$

gdzie $T_r = 8760$ h,

- średni czas postoju awaryjnego (wymuszonego)

$$T_{ir} = \frac{T_a}{l_{wa}} \text{ h/wył.},$$

gdzie l_{wa} - liczba wyłączeń awaryjnych w roku.

Statystyki krajowe podają bezpośrednio wartości wskaźników FOR, FOF, natomiast średnie czasy trwania wyłączeń awaryjnych wymagają przeprowadzenia dodatkowych obliczeń. Wskaźniki te opracowuje Agencja Rynku Energii na podstawie wieloletnich analiz awaryjności bloków energetycznych.

4. BAZA DANYCH NIEZAWODNOŚCIOWYCH GAŁĘZI

Do gałęzi należą linie napowietrzne oraz transformatory. Dla linii oraz transformatorów potrzebne są następujące wskaźniki awaryjności:

D	- liczba wyłączeń awaryjnych w roku	wył./a,
t	- średni czas wyłączenia awaryjnego	h/wył.,
d_{po}	- liczba wyłączeń awaryjnych podczas złej pogody	wył./a,
t_{po}	- średni czas wyłączenia awaryjnego podczas złej pogody	h/wył.,
V	- względny czas remontu planowego	-
t_p	- średni czas trwania remontu planowego	h/wył.plan.

Przedstawione wskaźniki powinny być określone dla każdej gałęzi oddzielnie. W celu uzyskania potrzebnych wskaźników można – w zależności od dostępnych danych – podejść alternatywnie:

- szczegółowo**, indywidualnie dla każdej gałęzi wykonując żmudne analizy i obliczenia z długich przedziałów czasu,
- w uproszczeniu**, wykorzystując wyznaczone wskaźniki awaryjności dla zbiorów podobnych elementów, a nie dla danego określonego elementu (jak wyżej w a)). Na przykład, dla linii wykorzystuje się tutaj wyznaczone dla zbioru podobnych linii jednostkowe wskaźniki

awaryjności i szacuje się wypadkowy wskaźnik awaryjności biorąc pod uwagę długość rozpatrywanej linii.

Część danych gałęziowych można uzyskać obecnie ze statystyk i raportów awaryjności linii i transformatorów NN (tabl.3 oraz [3, 5, 6, 8]) prowadzonych w KDM i oddziałach terenowych PSE S.A. Uzyskanie korelacji pomiędzy stanami pogodowymi a awaryjnościami gałęzi jest aktualnie możliwe jedynie na podstawie badań własnych. Konieczna jest restauracja i nowelizacja krajowego systemu ewidencji danych o awaryjnościach gałęzi.

W tabelicy 1 przedstawiono przykładowe wyniki badań statystycznych w Polsce, natomiast w tabelicy 2 zestawiono dane statystyczne wskaźników niezawodnościowych elementów sieciowych w Polsce, zaś w tabelicy 3 zamieszczono dodatkowo dane statystyczne amerykańskie i niemieckie [12, 13, 14, 15].

Tabelica 1

Wyłączenia transformatorów i linii w okresie 1995-1997

Lp	Element	Liczba planowanych wyłączeń	Liczba wymuszonych wyłączeń	Całkowity czas trwania	
				planowany [h]	wymuszony [h]
1.	Transformator	709	85	40833,8	9120,5
2.	Linie 400 kV	879	152	29304,1	1961,4
3.	Linie 220 kV	3097	473	146541,3	6866,3

5. KOSZTY NIEDOSTARCZONEJ ENERGII

Przerwy dostawy energii elektrycznej powodują u odbiorców straty (szkody) gospodarcze zależne od wielu czynników. Dla pojedynczej przerwy straty te zależą będą m.in. od:

- rodzaju odbiorcy i jego działania,
- lokalizacji odbiorcy w sieci,
- czasu przerwy dostawy energii elektrycznej,
- częstości przerw,
- momentu wystąpienia przerwy w okresie doby, dniu tygodnia i miesiącu,
- rozmiaru ograniczenia (od niewielkich ograniczeń mocy aż do całkowitego jej przerywania),
- uprzedzenia o przerwie lub ograniczeniu, które jest określone przez czas między zawiadomieniem o możliwości wystąpienia przerwy i jej pojawieniem się,
- warunków zewnętrznych, panujących w chwili wystąpienia przerwy.

Z tego zestawienia wynika, że przerwa zasilania odbiorcy o tym samym czasie, a nawet o tej samej energii niedostarczonej może w różnych warunkach jego działania powodować znacznie różniące się straty gospodarcze. Nie ma zatem prostej zależności między energią

Tablica 2

Wskaźniki niezawodnościowe elementów sieci 400, 220, 110 kV w Polsce

Wskaźnik	Jednostka	Szyny zbiorcze			Wyłaczniki	
		400 kV	220 kV	110 kV	400 kV	220 kV
Srednia częstość zakłóceń awaryjnych	zakł./100 jedn./a	3,29	4,11	2,50	1,71	3,60
Sredni czas wyłączenia awaryjnego ¹⁾	h/zakł.	0,5; 5,0	0,5; 6,0	0,6; 6,0	4,0	4,0
Sredni łączny czas wyłączeń planowych ²⁾	h/a	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Sredni czas trwania przełączenia	h/przeł.	0,3	0,4	0,5	-	-

cd.

Wskaźnik	Jednostka	Transformatory			Linie napowietrzne		
		400/220 kV	400/110 kV	220/110 kV	400 kV	220 kV	110 kV
Srednia częstość zakłóceń awaryjnych	zakł./100 jedn./a	12,40	12,40	9,42	0,59	1,46	2,90
Sredni czas wyłączenia awaryjnego ¹⁾	h/zakł.	12,0	12,0	9,0	15,0	13,0	8,0
Sredni łączny czas wyłączeń planowych ²⁾	h/a	100,0	100,0	50,0	56+0,4L	40+1,1L	40+1,1L
Sredni czas trwania przełączenia	h/przeł.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4

Tablica 3

Zestawienie danych statystycznych dla linii napowietrznych, transformatorów oraz generatorów w Polsce, USA i Niemczech

– linie napowietrzne

Poziom napięcia kV	Srednia częstość zakłóceń awaryjnych zakł/100km/a	Średni czas zakłócenia awaryjnego h/zakł.	Sredni czas wyłączenia planowego h/wył.	Sredni czas trwania przełączenia h/przel.
Dane statystyczne polskie				
220	1,46	13,0	15	0,5
400	0,59	15,0	18	0,5
Dane statystyczne amerykańskie				
230	1,47	2,7	3	0,3
500	1,3	4,6	5	0,3
Dane statystyczne niemieckie				
220	0,285	3,2	8	0,3
380	0,33	11,3	12	0,3

– transformatory

Poziom napięcia kV	Srednia częstość zakłóceń awaryjnych zakł/100km/a	Średni czas zakłócenia awaryjnego h/zakł.	Średni czas wyłączenia planowego h/wył.	Średni czas trwania przełączenia h/przel.
Dane statystyczne polskie				
400/220	0,12	12	40	0,5
400/110	0,12	12	18	0,5
220/110	0,1	9	10	0,5
Dane statystyczne niemieckie				
380	0,05	170 ¹⁾	12	0,3
220	0,03	101 ¹⁾	10	0,3
110	0,01	40 ¹⁾	8	0,3

¹⁾ Łączny czas zakłócenia awaryjnego wraz z wymianą transformatora.

– generatory

P MW	FOR %	FOF %	T_a h/a	T_{sr} h/wył.
Dane statystyczne amerykańskie				
100-199	4,00	3,18	278,5	
200-299	4,70	4,00	350,4	
300-399	6,44	4,81	421,3	
400-599	5,67	4,81	421,3	
Dane statystyczne polskie				
P MW	FOR %	FOF %	λ wyl./a	T_{sr} h/wył.
120	2,7	0,9	5,64	14,7
200	3,3	0,94	4,9	16,8
360	0,9	0,09	1,04	7,6
500	7,95	0,57	3,25	15,5

T_{sr} - średni czas postoju.

niedostarczoną a stratami gospodarczymi (szkodami), jakie poniesie odbiorca. Zależy to od wielu czynników, do ważniejszych można zaliczyć zmienną intensywność działania przedsiębiorstwa. Na przykład może to być:

- w przemyśle - faza procesu technologicznego, rodzaj zmiany, dzień tygodnia, pora roku, itp.,
- w handlu - intensywność zakupów lub sprzedaży, warunki magazynowania itp.,
- w gospodarstwach domowych - powiązanie z pracami domownikami, przygotowaniem i przechowywaniem żywności, komfortem życia itp.; istotny jest tutaj czas przerwy.

Można zatem powiedzieć, że nie zawsze występuje silna korelacja między energią niedostarczoną a stratami gospodarczymi odbiorcy. Bowiem ta sama wartość niedostarczonej energii w różnych okresach działania przedsiębiorstwa może wywoływać różne jego straty gospodarcze. Oszacowanie strat nie jest łatwe ani dla odbiorcy ani dla dostawcy energii. Na przykład, w badaniach ankietowych strat gospodarczych prosi się odbiorcę, żeby zastanowił się i udzielił sobie odpowiedzi na pytanie: *jaką sumę miałby ochotę zapłacić, aby uniknąć przerwy zasilania, która może wystąpić?* Zwykle ustalana w ten sposób wartość energii niedostarczonej stanowi jej cenę krańcową za przerwę o określonym czasie. Podkreśla to dość luźny związek strat gospodarczych z energią niedostarczoną, bowiem faktycznie w różnych warunkach pracy i sytuacji przedsiębiorstwa straty odbiorcy przy tej samej energii niedostarczonej mogą być zupełnie inne. Badania szczegółowe strat np. dla huty cynku wskazują na bardzo dużą rozpiętość strat gospodarczych dla tego samego czasu przerwy dostawy energii elektrycznej. Mimo tych zastrzeżeń odczuwa się potrzebę takiej zgrubnej miary jaką jest wskaźnik wartości niedostarczonej energii, w literaturze polskiej nazywany równoważnikiem gospodarczym niedostarczonej energii elektrycznej lub wskaźnikiem wartości niedostarczonej energii elektrycznej i oznaczony k_a , a w literaturze amerykańskiej nazywany Interrupted Energy Assessment Rate i oznaczony IEAR.

W wielu przypadkach taka zgrubna ocena strat jest wystarczająca. Wynika to m.in. stąd, że każda poprawa niezawodności sieci elektroenergetycznej następuje skokowo. Na przykład przejście z jednostronnego układu zasilania odbiorcy (albo rejonu odbiorczego) na dwustronny powoduje poprawę niezawodności rzędu kilkudziesięciu razy. Stwarza to znaczne złagodzenie wymagań co do dokładności w oszacowaniu strat gospodarczych spowodowanych przerwami zasilania - w wielu przypadkach mogą wystarczyć tylko wartości zgrubne. Można je oszacować w przybliżeniu, pośrednio na podstawie wartości oczekiwanej niedostarczonej energii i wskaźnika wartości niedostarczonej energii. Wówczas koszt niedostarczonej energii (koszt zawodności) oblicza się z następującej zależności:

$$K_z = E_{nd} k_a,$$

gdzie:

- E_{nd} - wartość oczekiwana niedostarczonej energii w badanym okresie, którą otrzymuje się z obliczeń niezawodności, np. programem TRELSS lub NIEZ,
- k_a - wskaźnik wartości niedostarczonej energii, oszacowany dla grupy odbiorców na podstawie innych badań.

W dziedzinie oceny kosztów przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej wykonano w Polsce w minionych 40 latach wiele prac naukowo-badawczych metodycznych i obliczeniowych. Oszacowane wówczas dla wielu zakładów przemysłowych i odbiorców nieprzemysłowych wartości kosztów przerw nie mogą być dzisiaj wykorzystane ze względu na inną sytuację gospodarczą. Natomiast uzyskane wówczas zależności kosztów przerw w funkcji czasu przerwy dostawy energii elektrycznej mogą być pewną ilustracją przebiegu krzywej tych strat w funkcji czasu przerwy zasilania. Jednak taka szczegółowość odwzorowania tych kosztów potrzebna jest dla niższych poziomów napięciowych lub konkretnych odbiorców. W analizie sieci przesyłowych i sieci o napięciu 110 kV wystarcza szacunkowa ocena kosztów zawodności. Wobec braku aktualnych szczegółowych wyników badań strat gospodarczych możliwą do wykorzystania wartością orientacyjną do oceny wartości gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej jest stosunek produktu krajowego brutto do zużycia energii elektrycznej ogółem, mianowicie:

$$k_a = \frac{\text{PKB}}{E} \quad \text{PLN}/(\text{kW}\cdot\text{h}).$$

Krotność tego wskaźnika w odniesieniu do ceny energii, k' , oblicza się z zależności:

$$k' = \frac{k_a}{C_E},$$

gdzie:

- k_a - równoważnik gospodarczy niedostarczonej energii (jednostkowy koszt niedostarczonej energii),
- PKB - produkt krajowy brutto, który podają sprawozdania GUS wykonywane corocznie,
- E - zużycie energii elektrycznej (wg sprawozdań energetyki),
- C_E - średnia cena energii elektrycznej.

Wartość wskaźnika k_a wyliczono dla okresu trzech lat (tj. od 1995 do 1997 r.) na podstawie danych z Rocznika Statystycznego GUS i Statystyki Elektroenergetyki Polskiej. Wyniki obliczeń i dane wyjściowe dla gospodarki ogółem oraz wydzielonych jej działów i gałęzi przedstawiono w tablicy 4.

Dla całej gospodarki wartości gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii k_a i jej krotności k' w trzech rozpatrywanych latach są następujące:

- za 1995 r. $k_a = 2,66 \text{ zł}/(\text{kW}\cdot\text{h}), \quad k' = 26,6,$
- za 1996 r. $k_a = 3,23 \text{ zł}/(\text{kW}\cdot\text{h}), \quad k' = 24,2,$
- za 1997 r. $k_a = 3,87 \text{ zł}/(\text{kW}\cdot\text{h}), \quad k' = 26,2.$

Prognoza na 2010 rok dla IEAR będzie:

$$\text{IEAR} = 5 \text{ zł}/(\text{kW}\cdot\text{h}).$$

Dla odbiorców mieszkaniowych przeprowadzono badania ankietowe.

Tablica 4

Obliczenia wskaźnika wartości niedostarczonej energii dla gałęzi gospodarki w Polsce

Wyszczególnienie	Rok	Produkt krajowy brutto ^{*)} w mln PLN	Zużycie energii elektrycznej w GWh	Wartość równoważnika niedostarczonej energii w PLN/kW·h
Ogółem	1995	306 316,3	115 373	2,66
	1996	385 448,1	119 272	3,23
	1997	469 372,1	121 311	3,87
Przemysł	1995	84 961,3	71 559	1,19
	1996	101 282,9	75 658	1,34
	1997	121 024,9	83 085	1,46
Budownictwo	1995	19 504,2	854	22,84
	1996	25 046,9	991	25,27
	1997	32 766,1	896	36,57
Rolnictwo, łowiectwo i leśnictwo	1995	18 428,0	5 517	3,34
	1996	21 497,1	5 493	3,90
	1997	22 610,8	5 374	4,14
Transport, magazynowanie i łączność	1995	17 546,0	6 497	2,70
	1996	21 756,3	6 774	3,21
	1997	26 611,2	6 507	4,09

6. PODSUMOWANIE

Przedstawione w artykule dane dotyczące awaryjności elementów sieciowych stanowią podstawę do stosowania metod obliczania zawodności węzłów sieciowych, z których zasilani są różni odbiorcy. Najważniejsze wskaźniki otrzymywane dzięki stosowaniu tych metod, to:

- oczekiwana liczba przerw w zasilaniu węzła lub jednego z systemów szyn zbiorczych,
- niedostarczona energia w roku posiadająca wymiar ekonomiczny, przy założeniu konkretnych wartości wskaźnika jednostkowego niedostarczonej energii.

Istotnym elementem, który wartościuje warianty rozbudowy i modernizacji systemu elektroenergetycznego są straty gospodarcze odbiorców wynikające z przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Te straty gospodarcze można oszacować w przybliżeniu, pośrednio, na podstawie wartości oczekiwanej niedostarczonej energii i wskaźnika wartości niedostarczonej energii (k_e). Wyniki obliczeń i dane wyjściowe dla gospodarki ogółem i wydzielonych jej działów i gałęzi przedstawiono w tablicy 4. Na rok 2010, jako prognozę k_e przyjęto wartość równą $k_e = 5 \text{ zł/(kW}\cdot\text{h)}$.

W celu oszacowania następstw przerw zasilania dla sektora mieszkaniowego przeprowadzono badania ankietowe. Wyniki pokazują, że niezawodność jest ważnym problemem dla tych odbiorców. Odbiorcy mieszkaniowi nie zawsze stosują środki obniżające skutki przerw. Szacują oni przeważnie swoje straty jednogodzinne w przedziale od 5 do 10 PLN. Wyliczony na tej podstawie wskaźnik k_e mieści się w przedziale 1,5÷5 zł/(kW·h).

Użytkownikami danych o skutkach finansowych przerw zasilania odbiorców są głównie przedsiębiorstwa energetyczne, i dlatego powinny one podjąć prace z zakresu oceny tych strat (szkód) gospodarczych, wzorując się na postępowaniu przedsiębiorstw energetycznych w innych państwach.

LITERATURA

1. Abi-Samra N., Bargiel J., Paska J.: Comparison of the Software Tools for Transmission Reliability Assessment - TRELSS and RELIAB (NIEZ) Programs. Proc. of the „Present-Day Problems in Electrical Power Engineering - APE'99, Jurata-Poland, June 1999.
2. Agarwal S.K., Torre W.V.: Development of Reliability Targets for Planning Transmission Facilities Using Probabilistic Approach - A Utility Approach. 96 SM 481-2 PWRs.
3. Allan R.N., Billinton R.: Power System Reliability and its Assessment. Power Engineering Journal, July 1992, Nov. 1992, Aug. 1993.
4. Analiza i statystyka awaryjności urządzeń i aparatury pierwotnej w krajowym systemie elektroenergetycznym 110-750 kV za lata 1992-1994. PSE S.A. - Dyrekcja Przesyłu, Wydział Stacji, Warszawa 1994.
5. Application of EPRI's Transmission Reliability Evaluation for Large-Scale Systems (TRELSS). Program to Bonneville Power Administration System. EPRI TR-108815, Final Report, October 1997.
6. Bargiel J.: Miary niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego. ZN Pol. Śląskiej, ser. „Elektryka”, nr 127, Gliwice 1992.
7. Bargiel J., Ciura S., Goc W., Teichman B.: Wykonanie obliczeń parametrów charakteryzujących nieciągłości zasilania z węzłów NN/110 kV. Gliwice 1996.
8. Bargiel J., Goc W.: Oczekiwania odbiorców w zakresie niezawodności dostawy energii elektrycznej. „REE'99 Rynek Energii Elektrycznej - Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce a rynek europejski”. Kazimierz Dolny, 27-28 kwietnia 1999.
9. Billinton R., Allan R.N.: Reliability Evaluation of Power Systems. Longmans/Plenum Publishing, 1984.
10. Billinton R., Allan R.N.: Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Kluwer Academic Publishers, 1988.
11. Billinton R., Salvaderi L., McCalley J.D., Chao H., Seitz T., Allan R.N., Odom J., Fallon C.: Reliability Issues in Today's Electric Power Utility Environment. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, 1997.
12. Bojarski W.: Podstawy metodologiczne oceny strat powodowanych u odbiorców losowymi przerwami w dopływie energii. Biuletyn Elektroprojektu, 1969, nr 11 i 12.

13. Burns S., Gross G.: Value of Service Reliability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, 1990.
14. Composite-System Reliability Evaluation: Phase 1-Scoping Study. EPRI Research Project EL-5290, Final Report, December 1987.
15. Correa Sa Jr C.L., Scilling M.T., Licio R.V., Soares N., Pessanha J., Melo A.: Key Issues in Energy and Electric Power Reliability Modeling. 13th Power System Computation Conference, Trondheim 1999.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Andrzej Kłos

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 maja 2000 r.

Abstract

Results of investigations on data for network reliability evaluation are presented in this paper. These data can be generally classified into two groups:

- failure indices of network elements,
- unit costs of unserved energy, which - in a simplified form - determine economic losses caused by interruptions of energy supply.

For purposes of calculations the network was divided into:

- sources, i.e. power generation units in power stations,
- nodes, i.e. individual busbars in substations,
- branches: lines, transformers.

A profile of network components' reliability investigations of the in Polish Power System is shown. Assembled analyses are carried out on the basis of:

- operating report as well as twenty four hours report run on in the National Dispatch Centre (NDC)
- operating report as well as twenty four hours report run on in local departments of the Polish Power Grid Company (PPGC)
- investigations executed by the National Dispatch Centre
- investigations executed by local section of PPGC
- scientific researches of the Institute of Power Systems and Control, Energoprojekt and university centres.

The investigations were carried out for the following elements:

- power units 500 MW, 360 MW, 200 MW, 120 MW,
- unit transformers and network transformers 400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV,
- busbars 400 kV, 220 kV, 110 kV.

The all period of investigations embraced 10-years interval 1988-1997. Taking into consideration changes in the Polish Power System, mainly the 1992-1997 interval was used for the final analysis.

The following parameters of interruption were taken into consideration for estimation of unserved energy costs: type of customer, location, duration, frequency, timing, magnitude, time interval between notification of possible interruption and its actual occurrence.

All these factors will effect the unserved energy costs and consequently the total costs of each alternative.

Customers' costs of interruptions may be difficult to evaluate directly from economic consequences of interruptions. However, they may be estimated indirectly on the basis of the volume of expected unserved energy and the interrupted energy assessment rate (IEAR).

Joachim BARGIEL
Wiesław GOC
Bogusław TEICHMAN

DANE DO OCENY NIEZAWODNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Streszczenie. W artykule przedstawiono wyniki badań statystycznych awaryjności generatorów, transformatorów oraz linii napowietrznych w Polsce w okresie 1992-1997 oraz metodologię obliczania kosztów awaryjności i oszacowaną aktualną i prognostyczną wartość jednostkowego kosztu niedostarczonej energii.

DATABASE FOR HIGH VOLTAGE NETWORK RELIABILITY ESTIMATION

Summary. Results of statistic investigations of failures of generators, transformers and transmission lines in Poland during the period 1992-1997 as well as the methodology of the calculations of failure costs and estimation of the present prognosis of unit cost of unserved energy are presented in the paper.

1. WPROWADZENIE

Dane do oceny niezawodności sieci elektroenergetycznych można podzielić na dwie grupy:

- a) wskaźniki awaryjności elementów sieciowych, które są utworzone z wielu urządzeń funkcjonalnie związanych ze sobą,
- b) koszty jednostkowe niedostarczonej energii, które w uproszczeniu określają szkody (straty) gospodarcze spowodowane przerwami dostawy energii elektrycznej.

Dane te potrzebne są do planowania rozwoju układu elektroenergetycznego, a także do planowania bieżących układów pracy sieci. Z punktu widzenia oceny niezawodności, sieć podzielono na następujące elementy:

- źródła, tj. bloki energetyczne (wytwórcze) w elektrowniach,
- węzły, tj. poszczególne systemy szyn zbiorczych stacji elektroenergetycznych,