ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1992

Seria: ELEKTRYKA z. 127 Nr kol. 1169

Joachim BARGIEL

MIARY NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Streszczenie. Przedstawiono miary niezawodności na poszczególnych poziomach operatywnego kierowania systemem elektroenergetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem poziomu obszarowej dyspozycji mocy (ODM-u), tj. poziomu zasilania zakładów energetycznych.

ADEQUANCY INDICES FOR SUPPLY RELIABILITY EVALUATION

Summary. The adequancy indices for the supply reliability evaluation on the hierarchical levels of a dispatcher activities to the operation of the power system are presented taking into particular consideration the level of a region dispatching i.e. the supply of a power distribution works.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Резюме. Представлены коэффициенты надежности на всех уровнях управления энергосистемой, с особым учетом уровня областных диспетчерских центров.

1. WPROWADZENIE

Z punktu widzenia operatywnego kierowania pracą krajowego systemu elektroenergetycznego można wyróżnić następujące główne poziomy hierarchiczne:

- dwa poziomy wchodzące w skład Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE SA) będące dysponentami mocy w krajowym systemie i zapewniające niezawodność dostawy energii elektrycznej dla jej dystrybutorów, tj. zakładów energetycznych. Są to:
  - -- poziom Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM-u),
  - -- poziomy obszarowych dyspozycji mocy (ODM-ów),

- poziomy zakładów energetycznych (ZE) zapewniające niezawodne dostarczanie energii elektrycznej o odpowiedniej jakości dla odbiorców.

Na wszystkich ww. poziomach jednym z najważniejszych zagadnień jest zagadnienie niezawodności; różne są jednak jej miary.

Na poziomie KDM-u obecnie istotną rolę odgrywają następujące wskaźniki:

D_s - liczba awarii systemowych w roku [szt./a],

A_{nds} - ilość średnio niedostarczonej energii podczas jednej awarii systemowej [MWh/aw],

D_s - liczba przerw w zasilaniu stacji 400 kV i 220 kV w roku [szt./a].

Awarie systemowe będą przedmiotem analizy w następnym artykule; w tym miejscu ograniczono się jedynie do wskaźnika D_s. W ostatnim dziesięcioleciu wartość liczbowa wskaźnika D_s wynosiła 0,3 [wyłącz./stację*rok], co przy średnim czasie trwania wyłączenia ok. 0,4 [godz./wyłączenie], daje wartość wskaźnika niezdatności rzędu $(1-1,5)*10^{-5}$ dla sieci NN. Wskaźnik ten jest wskaźnikiem średnim. Różne są natomiast - wyliczone na drodze analitycznej - jego wartości dla różnych stacji NN (źródeł) - p. tabl. 1.

2. MODELE ŹRÓDEŁ ZASILAJĄCYCH SIEĆ 110 kV

Na podstawie analizy awaryjności sieci NN (z okresu 1980-1990) opracowano modele niezawodnościowe krajowych źródeł zasilających sieć 110 kV. Stacje te są bardzo ważne, gdyż:

- proponuje się je jako punkty rozliczeniowe energii między PSE SA a zakładami energetycznymi (ZE),
- są źródłami zasilania dla ZE.

Jako podstawowe parametry modeli przyjęto wskaźniki:

D - oczekiwaną liczbę wyłączeń transformatora NN/110 kV (lub transformatora blokowego) w roku,

Q - względny czas wyłączenia w roku.

Wyniki badań przedstawiono - przykładowo dla najczęściej występujących źródeł - w tabl 1. Przedstawione modele niezawodnościowe źródeł zasilających sieć 110 kV obejmują ok.80% zbioru wszystkich źródeł zasilających sieć 110 kV. Pozostałe rodzaje stanowią układy nieliczne, a zarazem przejściowe. Modele te

Tablica 1

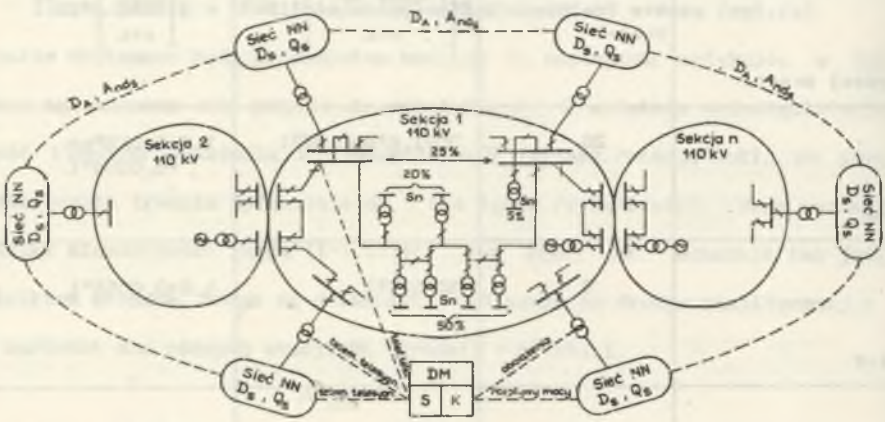
Zależności analityczne do oceny niezawodności najczęściej występujących źródeł zasilających sieć 110 kV

Wskaźniki niezawodności / Rodzaj źródła	X-we udziały w łącznej liczbie krajowych źródeł	$D\left[\frac{\text{liczba wył.}}{\text{rok}}\right]*10^{-2}$	$Q\left[\frac{\text{godz.}}{\text{rok}}\right]*10^{-4}$
I-6	20	30+1,6*p+0,07*l	1,0+0,018*p+ +0,0004*l
II-5	9	50+0,5*l	1,0+0,0055*l
II-1	9	30+2*l	1,0+0,1*l
III-2	8	30+3*p+0,3*l	1,0+0,1*p+0,003*l
I-5	7	30+1,8*p+0,06*l	1,0+0,02*p+0,0032*l
	25	40+2,5*p+1,5*t+ +0,075*l	1,0+0,015*p+ +0,005*t+0,0025*l

umożliwiają szybką i w miarę dokładną - potwierdzoną weryfikacją statystyczną - wskaźników niezawodnościowych tych źródeł.

3. WYZNACZENIE POZIOMÓW NIEZAWODNOŚCIOWYCH STACJI 110 kV

Miejsce dalszych badań stanowiła sieć 110 kV południowej obszarowej dyspozycji mocy. Badana sieć jest siecią rozdzielczą zasilającą odbiorców przemysłowych poprzez (rys.1):



Rys.1. Sieć 110 kV na terenie południowej obszarowej dyspozycji mocy
Fig.1. 110 kV power grids on the south of Poland

- stacje z układami szyn zbiorczych (25% zbioru),
- stacje uproszczone (75% zbioru):
  - -- typu "H" (50% zbioru),
  - -- odczepy transformatorowe linii (20% zbioru),
  - -- bloki linia-transformator (5% zbioru).

Sieć ta - podobnie jak inne pracujące w kraju - cechuje się dużymi udziałami stacji uproszczonych (ok. 75% zbioru). Układ pracy wyżej wymienionej sieci stanowią galwanicznie rozdzielone integralne sekcje z możliwością ich połączenia w różnych sytuacjach ruchowych. Wydaje się, iż jest to tendencja perspektywiczna również dla innych obszarowych dyspozycji mocy.

W badanej sieci - podobnie jak w kraju - duże jest pole nieokreśloności, spowodowane faktem, iż tylko ok. 50% stacji posiada urządzenia telemechaniki i telesygnalizacji sprzęgnięte z dyspozycją mocy.

Przedmiot badań stanowiły trwałe wyłączenia układów szyn zbiorczych 110 kV oraz trnsformatorów 110 kV/śn, zasilanych w różny sposób z sieci 110 kV (patrz rys.1).

Opracowano modele matematyczne wyłączeń:

- układów szyn zbiorczych (tzn. prawdopodobieństwa wyłączenia jednego systemu szyn zbiorczych lub dwóch systemów równocześnie),
- poszczególnych transformatorów 110 kV/śn w stacjach uproszczonych.

Modele te pozwoliły uzyskać zależności analityczne na podstawowe wskaźniki niezawodnościowe:

- oczekiwane liczby wyłączeń w roku (d):

$$d\left[\frac{\text{liczba wyłączeń}}{\text{syst.szyn*rok}}\right],\quad d\left[\frac{\text{liczba wyłączeń}}{\text{stację*rok}}\right],\quad d\left[\frac{\text{liczba wyłączeń}}{\text{transf.*rok}}\right],$$

- względne roczne czasy trwania wyłączeń q [-].

Przykładowo dla stacji z dwoma układami szyn zbiorczych:

$$d = (2{,}7*p + 0{,}075*\sum l + 1{,}0*t) * 10^{-2}$$

oraz $$q = (2*p + 0{,}025 * \sum l + 0{,}7*t) * 10^{-6}$$

gdzie:

p - sumaryczna liczba pól stacji,

$\sum l$ - łączna długość linii 110 kV przyłączonych do danej stacji,

t - sumaryczna liczba transformatorów 110 kV/śn w danej stacji.

Modele te wykorzystują - uzyskane z badań statystycznych - dane niezawodnościwe (tzw. elementów scalonych 110 kV układów szyn zbiorczych linii napowietrznych oraz transformatorów 110 kV/śn). Są one podstawą metod

analitycznych obliczania niezawodności. Dla najliczniejszych zbiorów stacji (z układami szyn zbiorczych typu "H3") przeprowadzono weryfikację statystyczną, tj. porównanie wyników: z metod analitycznych oraz z rzeczywistej statystyki awaryjności. Weryfikacja wykazała zawyżenie wartości uzyskanych z metod analitycznych w stosunku do rzeczywistości - średnio od 15% do 40%. Można uznać, że metody analityczne mogą być stosowane dla wiekszości przypadków; szczególnie tam, gdzie zbiory analizowane są mało liczne, a więc gdzie nie można zastosować innych metod (np. opartych na modelach regresyjnych).

Dla analizowanego zbioru stacji z dwoma układami szyn zbiorczych podano również wyniki uzyskane z modelu regresji liniowej wielokrotnej:

$$d = (2,5*p + 0,08* \sum 1 + 0,8* t)*10^{-2} - 0,2$$

$$q = (2*p + 0,02* \sum 1 + 1,0* t)*10^{-6}$$

Model ten daje wyniki bardziej zbliżone do rzeczywistości, ale ogranicza się tylko do zbiorów bardzo licznych.

Współczynniki korelacji wielokrotnej wynoszą:

- dla wskaźnika d - 75%,
- dla wskaźnika q - 50%.

O ile można zaakceptować wartości dla wskaźnika d, o tyle nie można się zgodzić z oceną wskaźnika q (r_q = 50%). Model regresyjny nie uwzględnił szeregu zmiennych mających wpływ na czas trwania likwidacji zakłócenia - problem dyspozyspozycji mocy.

4. UWZGLĘDNIENIE WPŁYWU DYSPOZYCJI MOCY NA NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA Z UKŁADU SIECIOWEGO 110 kV

Jednym z podstawowych zadań Dyspozycji Mocy jest minimalizacja czasów trwania wyłączeń sieciowych (głównie awarii lokalnych i systemowych). Problem

ten badano w Obszarowej Dyspozycji Mocy w Katowicach. Czas trwania wyłączeń awaryjnych jest funkcją wielu zmiennych; nie tylko parametrów topologicznych (strukturalnych), ale również szeregu innych parametrów, jak:

- stan wyposażenia Dyspozycji Mocy (m. in. w systemy komputerowe),
- stan i ilość środków łączności między DM a stacjami terenowymi (telefon, telemetria, telesygnalizacja),
- stan, liczba i rodzaj stosowanych zabezpieczeń,
- poziom obsługi DM i stacji terenowych (czas i prawidłowość podejmowania decyzji).

Nowością jest uzmiennienie czasu działania DM. W dotychczasowych publikacjach krajowych i zagranicznych czas ten zwykle przyjmowano jako "średni" czas przełączeń dokonywanych przez dyspozytorów [6,7,9,12]. Wpływ stanu wyposażenia DM oceniono porównując średnie czasy likwidacji awarii lokalnych z okresów 1970-1980 oraz po zainstalowaniu komputera PDP (okres 1980-1990). W ostatnim 10-leciu nastąpiło skrócenie czasu trwania awarii o około 20%. Nie jest to, oczywiście, rezultatem tylko wprowadzenia systemu komputerowego, ale również wynikiem polepszenia szeregu wyżej wymienionych parametrów, których ocenę przeprowadzono wykorzystując ankietę wypełnioną przez 8 dyspozytorów z wieloletnim stażem pracy, a dotyczącą opinii na temat wartości poszczególnych parametrów w 60. stacjach z dwoma układami szyn zbiorczych. Z modelu regresji wielokrotnej uzyskano następującą zależność na średni czas trwania likwidacji awarii, tj. czas podania napięcia na wyłączony system szyn zbiorczych - $t_{śr}$:

$$t_{śr} = 1,5*p+4*h+0,02*\sum 1-10*p_0-6*z-8*t+10 \quad [min]$$

przy współczynniku korelacji wielokrotnej r_t = 70%,

gdzie:

p - sumaryczna liczba pól stacji,

h - liczba stacji uproszczonych w otoczeniu,

l - sumaryczna długość linii przyłączonych do danej stacji,

p_o - poziom obsługi (0 lub 1),

z - stan wyposażenia w zabezpieczenia (0 lub 1),

t - środki łączności (0 lub 1).

Badania te są kontynuowane. Dotychczas dotyczyły one głównie likwidacji lokalnych awarii ograniczających się zwykle do jednej lub kilku stacji z najbliższego otoczenia (95%). Pozostałe przypadki, to awarie rozległe, mogące się rozszerzyć w awarie systemowe. Jak już zaznaczono we wprowadzeniu, awarie systemowe obejmujące nie tylko sieć 110 kV, ale również sieć NN, są obecnie przedmiotem dalszych badań przy zastosowaniu m.in. systemów ekspertowych (SE), ze szczególnym ukierunkowaniem na stan awarii. W stanie tym do najważniejszych zadań SE należeć będą:

1. Selekcja zakłóceń wg ich ważności.

System ekspertowy powinien porównywać zaistniałe zdarzenia z listą wcześniejszego off-linowego hierarchicznego ułożenia wszystkich zakłóceń wg ich ewentualnych negatywnych skutków. Każdemu zakłóceniu (lub ich kombinacji) odpowiadać będzie konkretna funkcja doradcza (np. kolejność manipulacji przełączeniowych, ew. odciążeniowych). Wymaga to uzyskania szerokiej wiedzy od dyspozytorów oraz poprzez symulację i badania następstw najczęściej występujących zakłóceń. Tak uzyskaną bazę wiedzy można połączyć z programami rozpływowymi i zwarciowymi, a funkcja doradcza powinna się zjawić po upływie max. 1 minuty.

2. Selekcja strumienia informacji.

Wymagane tu będzie zablokowanie sygnałów z obiektów nie objętych bezpośrednio awarią w celu pełnej identyfikacji zakłócenia przy jednoczesnym ograniczeniu strumienia informacji dla dyspozytora. Pełna filtracja sygnałów

mniej ważnych jest trudna do przeprowadzenia bez zastosowania systemów ekspertowych (uszeregowanie sygnałów na ważne i zbędne). Wyświetlona lista alarmów powinna być stale uzupełniana listą stanów telemechaniki i telepomiarów w celu uniknięcia fałszywych alarmów.

LITERATURA

[1] Bargiel J.: Ocena ciągłości zasilania z węzłów sieciowych 220 kV i 110 kV. Materiały Międzynarodowej Konferencji nt. Ciągłość zasilania z systemów elektroenergetycznych". Gliwice 1977.

[2] Bargiel J.: Statystyczna metoda określania zawodności węzłów sieci elektroenergetycznej. Praca doktorska. Pol. Śl., Gliwice 1982.

[3] Bargiel J.: Ocena niezawodności źródeł zasilania krajowej sieci 110 kV na podstawie statystyki. Materiały Międzynarodowego Sympozjum nt. Jakość zasilania z układów sieciowych. Gliwice 1986.

[4] Bargiel J., Kamiński A.: Statistische Beurteilung der Zuverlässigkeit von Einspeiseschaltungen eines grossen 110 kV - Verteilungsnetzen. Energietechnik nr 3, 1988.

[5] Bargiel J.: Niezawodność a działania dyspozytora. Materiały Międzynarodowej Konferencji Automatyka w Energetyce .Gliwice 1989.

[6] Bitzer B.E, Gebler H.G., Koglin H.J.: Simultaneous outages of components in power system networks. Referat Power System Comutation Conference, Lousanne 1981.

[7] Costelli G, Rojos J., Wirth E.: Zuverlässigkeitanalysen auf dem Personal Computer mit Prewent. ABB Technik nr 10, 1991.

[8] Goc W., Bargiel J., Kamiński A.: Die Versorgunszuverlässigkeit beim Ausbau von 110 kV - Netzen. Energietechnik nr 6, 1990.

[9] Gumiński J., Kołodziej J.: Metoda oceny niezawodności sieci przesyłowej. Instytut Energetyki, Warszawa 1976 (praca niepublikowana).

[10] Janiczek R. i inni: Systemy ekspertowe dla komputerowych systemów wspomagania dyspozytorów elektroenergetycznych. Praca naukowo-badawcza Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Pol. Śl. Gliwice 1991.

[11] Kowalski J.: Komputerowe wspomaganie sterowania a stan systemu elektroenergetycznego. Energetyka nr 6, 1990.

[12] Patton A.D., Ayoub A.K., Singh C.: Power system reliability evaluation. Electrical Power and Energy Systems nr 3, 1979 r.

[13] Zieliński Z.: Sposoby przeciwdziałania awariom systemowym. Energetyka nr 6, 1987.

Recenzent: prof. dr inż. Andrzej Kamiński

Wpłynęło do redakcji dnia 5 lutego 1992 r.

ADEQUANCY INDICES FOR SUPPLY RELIABILITY EVALUATION

A b s t r a c t

The indices for supply reliability evaluation on the hierarchical levels of a dispatchers activities to the operation of the power system are presented in this paper. On the ground of the statistical research the following questions are elaborated:

- the reliability model of a supply source for a 110 kV power grids. As the source here the power stations and substations has been understood,
- the reliability model of a 110 kV substation particularly its bus bars and transformers 110 kV/Middle Voltage.

The influece of Region Dispatch Control Centres (RDCC) on the reliability of 110 kV power grids are investigated on its hierarchical level. Particularly attention has been paid to a repair time for local break down. The problems of systems blackouts and the dispatchers actions in its are informated.