ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1992

Seria: ELEKTRYKA z. 127 Nr kol. 1169

Wiesław GOC

OSZACOWANIE ILOŚCIOWE STANÓW OBLICZENIOWYCH DO OCENY NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA OBSZARÓW ODBIORCZYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono metodę określania prawdopodobieństwa występowania stanów obliczeniowych sieci wg [1] do oceny niezawodności zasilania regionów odbiorczych.

QUANTITATIVE ESTIMATION OF CALCULATED STATE FOR RELIABILITY EVALUATION SUPPLY OF RECEIVING REGIONS

Summary. This paper presents a method of determination of probabilities for an existence of calculation states of network - according to [1] - to a power supply reliability estimation of receiving region.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ СОСТОЯНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ РАЙОНОВ

Резюме. В статье представлен метод определения вероятности выступления расчетных состояний сети - согласно с [1] - для оценки надежности питания районов.

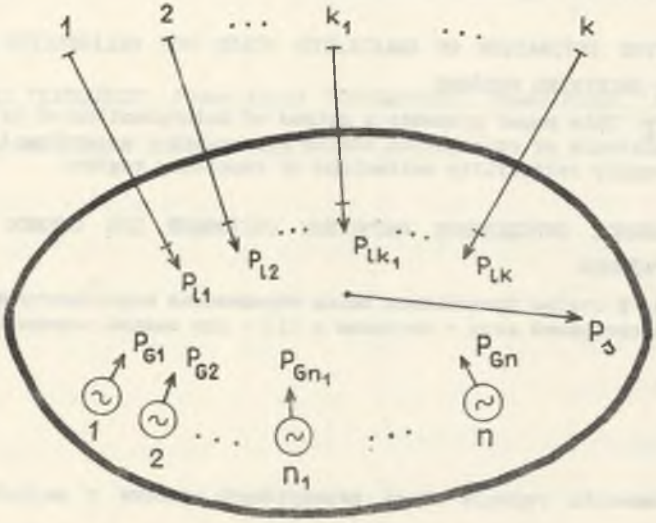
1. WSTĘP

W programowaniu rozwoju sieci przesyłowych jednym z najistotniejszych problemów jest ocena sieci z punktu widzenia niezawodności. Ocena taka może polegać na wykonaniu bardzo złożonych obliczeń lub na sprawdzeniu wykonania pewnych zadań w określonych warunkach. W wytycznych programowania rozwoju elektroenergetycznych sieci przesyłowych [1] kryteria niezawodnościowe wyrażone są w formie wykazu stanów i sytuacji zakłóceniowych, których wystąpienie nie powinno ograniczać funkcji spełnianych przez tę sieć. Kryteria te nie wymagają wyznaczenia prawdopodobieństw zaistnienia tych stanów. Jednak znajomość tych prawdopodobieństw weryfikuje znaczenie danego stanu.

W niniejszym artykule ograniczono się do określenia prawdopodobieństw dla stanów, na które należy sprawdzać zasilanie rejonów odbiorczych, wymagając by zestawione w "Wytycznych..." [1] stany nie powodowały żadnych ograniczeń dostawy energii.

2. ZASILANIE OBSZARÓW Z SIECI 400 i 220 kV

Zasilanie obszaru stanowią linie 400 i 220 kV oraz generatory lokalnych elektrowni i elektrociepłowni (rys.1). Obszar zasila k linii uporządkowanych



Rys.1. Model zasilania obszaru. P_s - moc szczytowa obszaru; $P_{l1}, P_{l2}, \ldots$ - przepustowości linii; k - liczba linii, w tym k_1 - o największych przepustowościach; $l_1, l_2, \ldots$ - długości linii; $P_{G1}, P_{G2}, \ldots$ - moce generatorów n - liczba generatorów, w tym n_1 - o największych przepustowościach.

Fig.1. Model of region supply. P_s - demand; $P_{l1}, P_{l2}, \ldots$ - capacities of power lines; k - number of lines which k_1 - number of the most capacities; $l_1, l_2, \ldots$ - lenghts of lines; $P_{G1}, P_{G2}, \ldots$ - capacities of genarators; n - number of generators in which n_1 - number of the greatest capacities.

wg malejącej przepustowości mocy: $P_{l1}, P_{l2}, \ldots, P_{lk_1}$, $P_{l(k_1+1)}, \ldots, P_{lk}$ i o długościach $l_1, l_2, \ldots, l_k$. Przyjęto, że spośród tych k linii k_1 linii ma największą przepustowość. W obszarze pracują elektrownie z n blokami wytwórczymi reprezentowanymi przez generatory o różnych mocach. Po uporządkowaniu ich mocy, wg malejących mocy, otrzymuje się: $P_{G1}, P_{G2}, \ldots, P_{Gn_1}$, $P_{G(n_1+1)}, \ldots, P_{Gn}$. Przyjęto, że n_1 generatorów ma największą moc, pozostałe $n-n_1$ mają mniejsze moce. Generatory elektrowni lokalnych nie wystarczają do pokrycia zapotrzebowania mocy obszaru.

Wytyczne [1] wymagają, żeby nie wystąpiły ograniczenia dostawy mocy i energii w następujących stanach eksploatacyjnych, dostosowanych do stopnia ważności danego obszaru:

1) Dla stopnia pierwszego:

a) wyłączenie jednego toru linii i dwóch największych generatorów,

b) wyłączenie dwóch torów linii i największego generatora,

c) wyłączenie jednego systemu szyn zbiorczych rozdzielni najważniejszej.

2) Dla stopnia drugiego:

a) wyłączenie jednego toru linii i największego generatora,

b) wyłączenie dwóch torów linii,

c) wyłączenia w jednej elektrowni generatorów pracujących na jeden system szyn zbiorczych.

3) Dla stopnia trzeciego:

a) wyłączenie jednego toru linii,

b) wyłączenie dwóch największych generatorów w jednej elektrowni.

3. OCENA ILOŚCIOWA POSZCZEGÓLNYCH STANÓW OBLICZENIOWYCH

Wypadkowe stany obliczeniowe powstają w wyniku kombinacji obiektów (tutaj linii i generatorów), które je tworzą. Prawdopodobieństwa ich wystąpienia określono przyjmując następujące założenia:

1) Dla bloków elektrowni dużych przyjęto jednakowe wskaźniki awaryjności, tj.: wskaźnik awaryjności - q_G, oczekiwana liczba wyłączeń awaryjnych w roku - d_G, v_G - średni czas planowych remontów, częstość remontów - c_G. Wskaźniki te odniesiono do generatora. Dla grupy elektrowni pozostałych przyjęto również jednakowe, lecz innej wartości wskaźniki.

2) Wskaźniki awaryjności linii, transformatorów i szyn zbiorczych zróżnicowano w zależności od napięcia. Należą tutaj: oczekiwana intensywność zakłóceń długotrwałych (bez przemijających) - d', średni czas jednego - t, roczny czas planowych remontów - v, czas przełączeń pozakłóceniowych - f, współczynnik współzależności konstrukcyjnej - w_k, współczynnik brakujących działań zabezpieczeń - w_b, współczynnik nieselektywnych działań zabezpieczeń - w_z, współczynnik wpływu zmienności pogody - z.

3) Okres roczny podzielono na dwie części: okres planowych remontów wykonywanych praktycznie od kwietnia do września, tzw. okres remontowy i okres pozostały, w którym w zasadzie nie wykonuje się planowych remontów na obiektach układu, tzw. okres pozaremontowy.

4) Obciążenie szczytowe obszaru w okresie remontowym stanowi ok. 75% obciążenia szczytowego. Przewiduje się, że roczna moc odstawionych bloków wytwórczych do remontów planowych stanowić będzie około 30% ich sumarycznej mocy (przyjęto częstość remontów c_G=0,3). Równocześnie z odstawionymi blokami przewiduje się odstawienie do remontów planowych tylko jednej linii. Przewiduje się równoczesny planowy remont ok.10% liczby wszystkich bloków wytwórczych.

5) Wskaźniki awaryjności dla i-tej linii wyznacza się z zależności:

$$d_{Li} = \frac{d'l_i}{100}\frac{T_p}{T}, \qquad q_{Li} = \frac{d_{Li}t}{T}, \qquad p_{Li} = 1-q_{Li} \tag{3.1}$$

gdzie:

d_i - długość i-tej linii,

T_p - rozpatrywany okres roku w godzinach,

d',t - intensywność i czas zakłócenia dla linii,

T - 8760 h.

Prawdopodobieństwo wypadkowe awaryjnego wyłączenia jednego największego bloku wytwórczego przy pozostałych pracujących:

$$q_{g1} = n_1 q_{Gn} p_{Gn}^{n_1-1} p_{Gp}^{n-n_1} \tag{3.2}$$

gdzie: $p_{Gn} = 1-q_{Gn}$, $p_{Gp} = 1-q_{Gp}$ (3.3)

i wypadkowa częstość:

$$d_{g1} = n_1 d_{Gn} p_{Gn}^{n_1-1} p_{Gp}^{n-n_1} \tag{3.4}$$

gdzie: n, n_1 - liczba wszystkich i największych bloków,

q_{Gn}, q_{Gp} - wskaźniki awaryjności największych i pozostałych bloków,

d_{Gn}, d_{Gp} - intensywności największych i pozostałych bloków.

Prawdopodobieństwo wypadkowe wyłączenia awaryjnego dwóch największych bloków przy pozostałych pracujących:

$$q_{g2} = \frac{n_1(n_1-1)}{2} q_{Gn}^2 p_{Gn}^{n_1-2} p_{Gp}^{n-n_1} \tag{3.5}$$

i wypadkowa częstość:

$$d_{g2} = n_1(n_1-1) d_{Gn} q_{Gn} p_{Gn}^{n_1-2} p_{Gp}^{n-n_1} . \tag{3.6}$$

Prawdopodobieństwo wypadkowe wyłączenia awaryjnego jednej linii o największej przepustowości:

$$q_{l1} = \sum_{i=1}^{k_1} \left(q_{Li} \prod_{\substack{m=1 \\ m\neq i}}^{k_1} p_{Lm}\right) \prod_{j=k_1+1}^{k} p_{Lj} \tag{3.7}$$

i wypadkowa częstość:

$$d_{l1} = \sum_{i=1}^{k_1} \left(d_{Li} \prod_{\substack{m=1 \\ m\neq i}}^{k_1} p_{Lm}\right) \prod_{j=k_1+1}^{k} p_{Lj} \,. \tag{3.8}$$

Gdy $l_1 = l_2 = \ldots l_k = l$ i linie są takie same, to:

$$q_{l1} = k_1 q_L p_L^{k-1} \,, \qquad d_{l1} = k_1 d_L p_L^{k-1} \,. \tag{3.9}$$

Prawdopodobieństwo wypadkowe awaryjnego wyłączenia dwóch linii przy pozostałych pracujących:

$$q_{l2} = \sum_{\substack{i=1 \\ j=1 \\ i\neq j}}^{k_1} \left\{ \left[z q_i q_j + (w_k + w_b + w_z)_{i,j} \frac{(d_i + d_j) f}{T} \right] \prod_{\substack{m=1 \\ m\neq i}}^{k_1} p_{Lm} \right\} \prod_{j=k_1+1}^{k} p_{Lj} \tag{3.10}$$

i wypadkowa częstość:

$$d_{12} = \sum_{\substack{i=1\\ j=1\\ i\neq j}}^{k_1} \left\{ \left[z(d_i q_j + d_j q_i) + (w_k + w_b + w_z)_{i,j} (d_i + d_j) \right] \prod_{\substack{m=1\\ m\neq i}}^{k_1} p_{Lm} \right\} \prod_{j=k_1+1}^{k} p_{Lj} \quad . \tag{3.11}$$

Gdy $l_1 = l_2 = \ldots = l_k = l$ i linie są takie same, to:

$$q_{12} = \frac{k_1(k_1-1)}{2} \left[z q_L^2 + (w_k + w_b + w_z) \frac{2 d_L f}{T} \right] p_L^{k-2} \quad , \tag{3.12}$$

$$d_{12} = k_1(k_1-1) \left[z d_L q_L + 2(w_k + w_b + w_z) d_L \right] p_L^{k-2} \quad . \tag{3.13}$$

Dla okresu planowych remontów zależności do wyznaczania prawdopodobieństw i częstości będą takie same, jak wyżej, lecz liczby generatorów i linii pokrywające obciążenia obszaru będą mniejsze.

Wypadkowe prawdopodobieństwa i częstości występowania x-tego stanu obliczeniowego dla danego okresu roku tworzy się wg ogólnych zależności:

$$p(x) = q_a q_b , \tag{3.14}$$

$$d(x) = d_a q_b + d_b q_a \tag{3.15}$$

gdzie:

q_a, q_b - prawdopodobieństwa, odpowiednio dla obiektów "a" i "b" wyznaczone ze wzorów (3.2)...(3.12),

d_a, d_b - częstości, odpowiednio dla obiektów "a" i "b".

W ten sposób wyznacza się odnośne wartości dla planowych okresów, pozaremontowego (zimowego) i remontowego (letniego), mianowicie:

- dla okresu pozaremontowego, który trwa średnio T_p godzin w roku:

$$p_p(x)\ [-], \qquad d_p(x)\ [\text{przerw/okres}],$$

- dla okresu remontowego, który trwa średnio T_r godzin w roku

$$p_r(x)\ [-], \qquad d_r(x)\ [\text{przerw/okres}].$$

Wypadkowe roczne wskaźniki wyniosą:

$$p_w(x) = p_p(x)\frac{T_p}{T} + p_r(x)\frac{T_r}{T}\ , \tag{3.16}$$

$$d_w(x) = d_p(x) + d_r(x)\ , \tag{3.17}$$

gdzie:

$$T = T_p + T_r, \quad T = 8760\ \text{h}.$$

4. PRZYKŁAD OKREŚLANIA PRAWDOPODOBIEŃSTW WYSTĄPIENIA STANÓW OBLICZENIOWYCH

Rozpatrzmy zasilanie obszaru o dużej gęstości powierzchniowej obciążeń. W obszarze pracują generatory elektrowni blokowych i elektrociepłowni o mocach zainstalowanych: 7*200+6*120+14*50+20*30=3420 MW. Obszar zasilany jest z zewnątrz 8 liniami, z których 4 mają największe przepustowości, każda po 500 MVA, a 4 pozostałe po 300 MVA każda. Obciążenie szczytowe rejonu występuje w okresie pozaremontowym (zima) i wynosi 4200 MW*). W okresie remontowym obciążenie szczytowe jest mniejsze i wynosi 3400 MW*). W okresie remontowym przewiduje się równoczesne planowe odstawienia następujących mocy

*) Łącznie z potrzebami własnymi elektrowni i elektrociepłowni.

generatorów: 1*200+1*120+2*50+10*30=720 MW oraz jednej linii 500 MVA. Obszar zasilany należy do 1-szego stopnia ważności zasilania.

Dla okresu pozaremontowego możliwość pokrycia wyniesie **):

P_p = 3420+4*500+4*300 = 6620 MW. Przyjmując deterministycznie moc szczytową obszaru P_m = 4200 MW oblicza się dla stopnia pierwszego:

1a) wyłączenie jednego toru linii i dwóch największych generatorów:

1*500+2*200 = 900 MW,

możliwość pokrycia obciążenia: 6620-900 = 7520 MW > 4200 MW, a więc spełnia to kryterium,

1b) wyłączenie dwóch torów linii i największego generatora:

2*500+1*200 = 1200 MW,

możliwość pokrycia obciążenia: 6620-1200 = 5420 MW > 4200 MW, a więc spełnia to kryterium,

1c) wyłączenie jednego systemu szyn zbiorczych największej rozdzielni:

2*500 = 1000 MW,

możliwość pokrycia obciążenia: 6620-1000 = 5620 MW > 4200 MW, a więc spełnia to kryterium.

Podobnie postępuje się dla okresu remontowego. Tutaj również kryteria te są spełnione. Prawdopodobieństwa wystąpienia powyższych stanów obliczeniowych wyznaczono przyjmując jednakowe długości linii oraz jednakowe awaryjności bloków wytwórczych (generatorów). Okres roczny podzielono na okres pozaremontowy T_p = 4380 h i remontowy T_r = 4380 h.

Do obliczeń przyjęto następujące wskaźniki:

- linia

d'= 0,9 [zakł./(100 km*a)], t= 7,5 [h/zakł.], v= 200 [h/a],

f= 0,5 [h/przeł.], w_k=0,1, w_b=0,01, w_z=0,01, z=8,

**) W celu uproszczenia obliczeń przyjęto cosφ = 1,0 oraz pominięto ubytki trwałe mocy w elektrowniach i elektrociepłowniach.

- blok w elektrowni (reprezentowany przez generator)

$q_G = 0,04$, $d_G = 14$ [zakł./a], $v_G = 700$ [h/rem.pl.], $c_G = 0,3$ [1/a].

Dla stanów obliczeniowych 1a) i 1b) prawdopodobieństwa wyznaczono z zależności (3.14) i (3.15) przyjmując:

- w stanie 1a) do wyznaczania q_a, d_a zależności (3.9) oraz do wyznaczenia q_b, d_b zależności (3.5) i (3.6),
- w stanie 1b) do wyznaczenia q_a, d_a zależności (3.12) i (3.13) oraz do wyznaczenia q_b, d_b zależności (3.5) i (3.6),
- w stanie 1c) prawdopodobieństwo wyznacza się na podstawie literatury, np. [3,4].

Wyniki obliczeń zestawiono w tablicy 1.

Wyznaczone prawdopodobieństwa pozwalają określić ilościowo wystąpienie tych stanów w rozpatrywanej sieci, np. wyznaczając $\frac{1}{d_w(x)}$ otrzymuje się oczekiwany czas między rozpatrywanymi stanami obliczeniowymi - przykładowo $\frac{1}{0,082} = 12$ lat. Natomiast $p_w(x)$ określa - wyrażony w jednostkach względnych - średni czas takiego stanu.

5. PODSUMOWANIE

Kryteria wystarczalności rozbudowy sieci przedstawione w pracy [1] jako zbiór określonych wymagań, zostały określone ilościowo przez wyznaczenie częstości d(x) i prawdopodobieństw p(x) wystąpienia x-tych stanów obliczeniowych. W przyjętych w pracy [1] stanach obliczeniowych nie powinny wystąpić ograniczenia zasilania obszaru, przy deterministycznym traktowaniu obciążeń tego obszaru.

Wyznaczone wartości $d_w(x)$ oraz $p_w(x)$ pozwolą zweryfikować wymagania niezawodnościowe podane w "Wytycznych.." (por. też wyżej p.2). Z obliczeń

wykonanych dla rozpatrywanego obszaru też wynika, które z kryterium wg pracy [1] jest w danym przypadku najważniejsze.

Tablica 1

Wyniki obliczeń prawdopodobieństw wystąpienia stanów obliczeniowych.

Lp	Opis stanu obliczeniowego	Okres pozaremontowy		Okres remontowy		Cały rok	
		$p_p(x)$	$d_p(x)$	$p_r(x)$	$d_r(x)$	$p_w(x)$	$d_w(x)$
1.	1a) wyłączenie jednego toru linii i dwóch największych generatorów	$4,3*10^{-6}$	0,0025	$7,3*10^{-6}$	0,0042	$5,8*10^{-6}$	0,007
2.	1b) wyłączenie dwóch torów linii i dwóch największych generat.	$6,3*10^{-6}$	0,047	$4,8*10^{-6}$	0,035	$5,6*10^{-6}$	0,082
3.	1c) wyłączenie jednego systemu szyn zbiorczych rozdzielni największej	$20,5*10^{-6}$	0,06	$20,5*10^{-6}$	0,06	$20,5*10^{-6}$	0,12

LITERATURA

[1] Kula M., Ornatkiewicz M., Wroński P.: Wytyczne programowania rozwoju elektroenergetycznych sieci przesyłowych (400 i 220 kV) - Energoprojekt Kraków 1989.

[2] Goc W., Bargiel J., Teichman B.: Oszacowanie ilościowe stanów obliczeniowych do oceny niezawodności wg. "Wytycznych programowania rozwoju sieci przesyłowych". Prace IEiSU Politechniki Śląskiej, Gliwice 1989.

[3] Goc W., Bargiel J., Teichman B.: Ocena niezawodności schematu głównego stacji elektroenergetycznej. ZN Pol. Śl., serii Elektryka, z. 124, Gliwice 1991.

[4] Bargiel J.: Miary niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego. ZN Pol. Śl. serii Elektryka, z. 125, Gliwice 1992.

[5] McGillis D.,Allan R.N.,Bertoldi O.,Bhavaraju M.,Billington R.,Endrenyj J. Ringlee R.J.,Salvaderi L.,Scalcino S.,Thorne D.: Power System Reliability Analysis; 38-17; Working Group 38-03. CIGRE 1988.

[6] Sandrin P.,Bertoldi O.,Estlin B.W.,Holen A.T.,Schwarz J.: Power System Reliability; The Planner's Approach 37/38/39-07; Working Group 37-06.CIGRE 1986.

[7] Sanghvi A.P.,Balu N.L.,Lauby M.G.: Power System Reliability Planning Practices in North America. Trans. on Power Systems Vol.6,No.4, 1991.

[8] Goc W.,Bargiel J.,Kamiński A.: Die Versorgungszuverlässigkeit beim Ausbau von 110-kV Netzen. Energietechnik, 40 Jg. H.10; 1990.

Recenzent: prof. dr inż. Andrzej Kamiński

Wpłynęło do redakcji dnia 5 lutego 1992 r.

QUANTITATIVE ESTIMATION OF THE CALCULATED STATE FOR RELIABILITY EVALUATION SUPPLY OF RECEIVING REGIONS

A b s t r a c t

In the planning and design of networks most important problems include ascertainment of its sufficient development from the reliability point of view. In the programme development for networks quiding [1] reliability criteria are appointed as the list of states of failures in which the networks ought to be able to fulfil their tasks without restrictions. Those criteria have determinastic character and probabilities of these state according to [1] need not be calculated. However the appreciation of these probabilities for the model of an investigated networks has been veryfing the weight of the consedered states to enable the estimation of the right of the requirements which have been formulated in [1].

In this paper there are found the probabilities for the considered states in which the supply of the region ought to be checked. In the chapter 2 there is set a calculated state for the investigation of the region supply in dependence on a meaning of this region. Figure 1 presents the supply model of the region from the 400 kV and 220 kV lines and also the generators of regional power stations. In the chapter 3 there are educed the equations for the probability calculations of these states. The paper is ended by the calculated example.