

*Maciej Pawlik\*, Andrzej Oziemski\**

## NIEZAWODNOŚĆ EKSPLOATACYJNA KRAJOWYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH O MOCY 370 MW

---

### 1. Wstęp

Ocena niezawodności procesu wytwarzania energii elektrycznej wymaga znajomości wskaźników niezawodnościowych poszczególnych elementów bloku energetycznego oraz całej jednostki, będącej z kolei elementem składowym elektrowni. Stosowane na ogół analityczne metody oceny niezawodności bloków oparte na procesach Markowa, w których wskaźniki niezawodnościowe dla całej jednostki określa się na podstawie znajomości wskaźników niezawodnościowych znaczących układów i elementów bloku, posiadają jeden istotny mankament, jakim jest brak wystarczająco licznej populacji analizowanych zdarzeń dla większości rozpatrywanych elementów.

Charakterystyczną cechą niezawodności bloku, wynikającą bezpośrednio ze sposobu rozłożenia i rezerwowania urządzeń pomocniczych, jest możliwość występowania w jego obrębie kilku stanów awaryjnych, tzn. blok może posiadać pełną zdolność wytwórczą, pracować z ograniczeniami mocy różnego stopnia, bądź być całkowicie wyłączony z ruchu. Świadczy to, że pod względem niezawodności jest to urządzenie wielostanowe, a nie dwustanowe (stan zdatności lub uszkodzenia całkowitego), jak zdecydowana większość elementów układów przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Obecnie w Polsce poza obowiązkową statystyką publiczną (GUS) praktycznie nie funkcjonują centralne systemy gromadzenia i przetwarzania danych technicznych i ekonomicznych dla potrzeb kompleksowej oceny i sterowania niezawodnością pracy elektrowni. Wyjątkiem jest utrzymywany przez Agencję Rynku Energii SA (ARE SA) w Warszawie system gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności krajowych bloków energetycznych o mocach jednostkowych 120–500 MW.

---

\* Wydział Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki, Politechnika Łódzka, Łódź

Obliczane przez ARE wskaźniki niezawodnościowe dostarczają wprawdzie wielu cennych informacji, ale w systemie tym nie są na przykład uwzględniane praktykowane powszechnie w elektrowniach krajowych przypadki przekwalifikowywania części faktycznie zaistniałych awarii na remonty planowe lub postoje w rezerwie, co umożliwia utrzymująca się od dłuższego czasu nadwyżka mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Powoduje to istotne zaniżanie wartości wyznaczanych w ten sposób wskaźników niezawodnościowych, co w rezultacie nie daje w pełni wiarygodnego obrazu o stanie trwałości eksploatowanych w kraju urządzeń wytwórczych na tle podobnych konstrukcyjnie bloków energetycznych pracujących na świecie. Do innych wad tego systemu należy zaliczyć ponadto przyjęcie wielu założeń upraszczających (np. rozpatrywanie tylko dwóch stanów pracy urządzeń, traktowanie czasów pracy i czasów awarii jako wzajemnie niezależnych zmiennych losowych, założenie stałości w czasie rozkładów czasów pracy i czasów awarii oraz ich wykładniczej postaci), a także obliczanie wyłącznie wskaźników „punktowych”, zamiast bardziej użytecznych w praktyce eksploatacyjnej elektrowni empirycznych rozkładów czasów trwania poszczególnych stanów eksploatacyjnych bloku oraz jego elementów i węzłów technologicznych.

Zasadniczym celem badań przeprowadzonych przez autorów było określenie oczekiwanych wartości podstawowych wskaźników niezawodnościowych dla głównych urządzeń wytwórczych obu rozpatrywanych typów krajowych bloków 370 MW oraz ich szczególnie awaryjnych elementów. Dokonano tego na drodze estymacji parametrów zidentyfikowanych dla nich empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa występowania czasów pracy i czasów awarii, uzyskanych w oparciu o metodę empirycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa (histogramu) o zadanej liczbie realizacji w klasach.

## **2. Struktura wyłączeń awaryjnych krajowych bloków 370 MW**

W KSE pracuje obecnie 12 bloków o mocy 370 MW opalanych pyłem węgla brunatnego oraz 4 bloki o mocy 370 MW opalane pyłem węgla kamiennego.

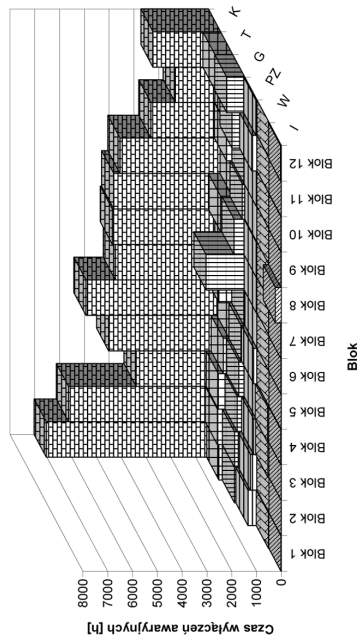
Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono strukturę wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel brunatny, natomiast na rysunkach 3 i 4 strukturę wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel kamienny, w zależności od miejsca zaistnienia uszkodzenia i przyczyny jego powstania.

Zamieszczone wykresy zostały sporządzone za cały dotychczasowy okres eksploatacji poszczególnych bloków omawianych elektrowni w dwóch wariantach:

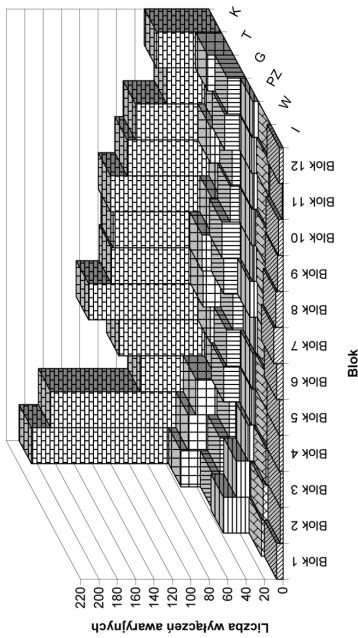
- 1) czasowym,
- 2) ilościowym.

Uzyskane wyniki wskazują, że decydujący wpływ na dyspozycyjność czasową elektrowni „Bełchatów” i „Opole” ma awaryjność kotłów (odpowiednio BB-1150 i BP-1150)

a)

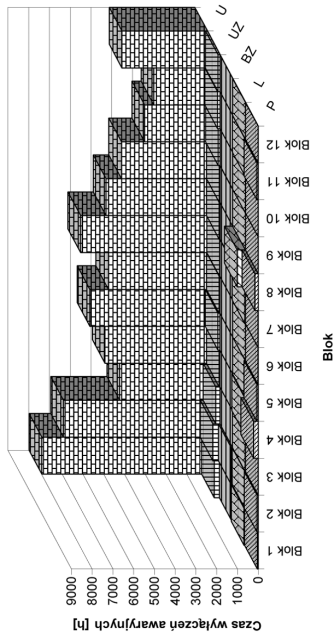


b)

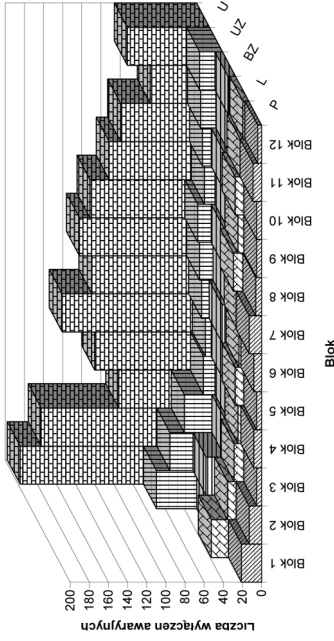


**Rys. 1.** Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel brunatny w zależności od miejsca zaistnienia uszkodzenia w ujęciu: a) czasowym, b) ilościowym. Objasnienia: *K* — kocioł i przynależne mu urządzenia pomocnicze; *T* — turbina i przynależne jej urządzenia pomocnicze; *G* — generator i przynależne mu urządzenia pomocnicze; *PZ* — układ pomp wody zasilającej; *W* — układ pomp wody chłodzącej i pomp wody ruchowej, *I* — inne (w tym awarie urządzeń elektrycznych)

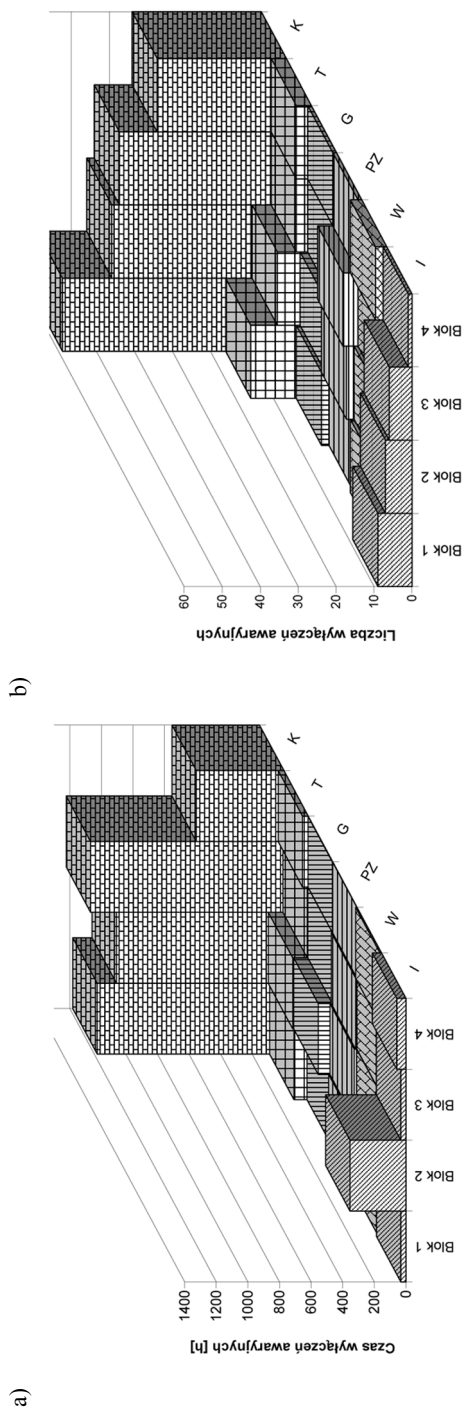
a)



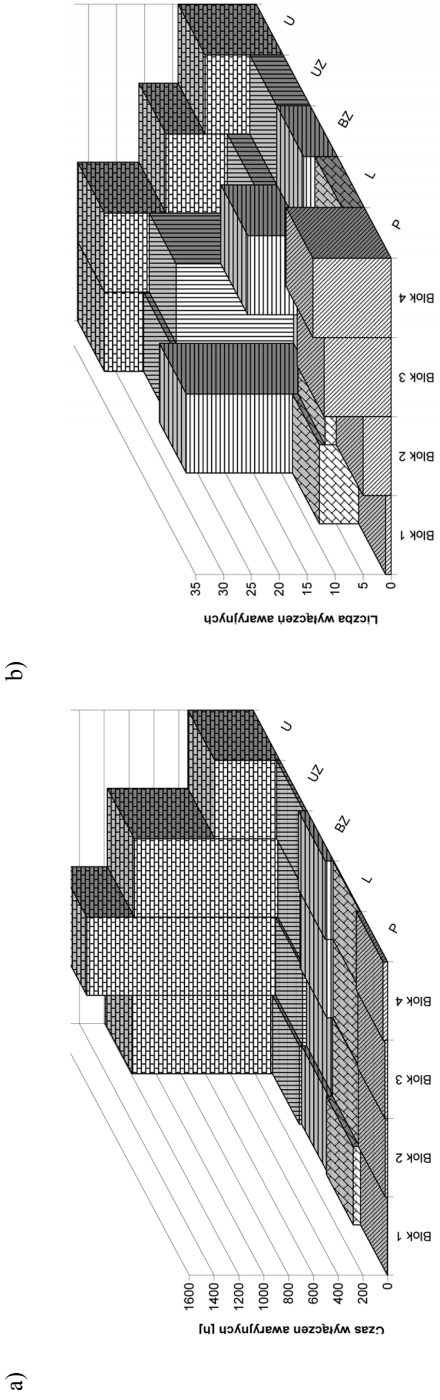
b)



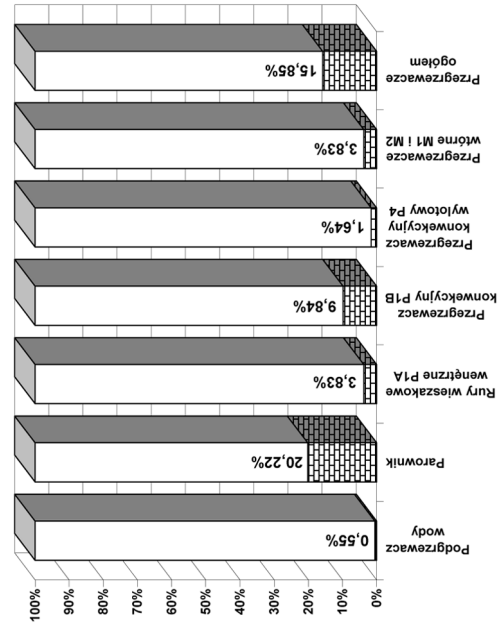
**Rys. 2.** Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel brunatny w zależności od przyczyny zaistnienia uszkodzenia w ujęciu: a) czasowym, b) ilościowym. Objasnienia: *U* — trwałe uszkodzenie urządzenia; *UZ* — zakłócenie w pracy urządzenia wynikające z uszkodzenia w układach zabezpieczeń, sterowania i pomiarów; *BZ* — zakłócenie w pracy urządzenia z powodu błędnego działania układów zabezpieczeń, sterowania i pomiarów; *L* — błędy personelu eksploatacyjnego elektrowni; *P* — pozostałe przyczyny



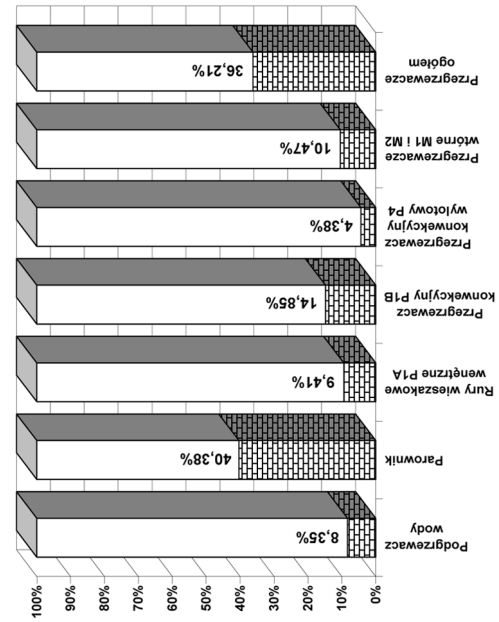
**Rys. 3.** Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel kamienny w zależności od miejsca zaistnienia uszkodzenia w ujęciu:  
 a) czasowym, b) ilościowym



**Rys. 4.** Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel kamienny w zależności od przyczyny zaistnienia uszkodzenia w ujęciu: a) czasowym, b) ilościowym

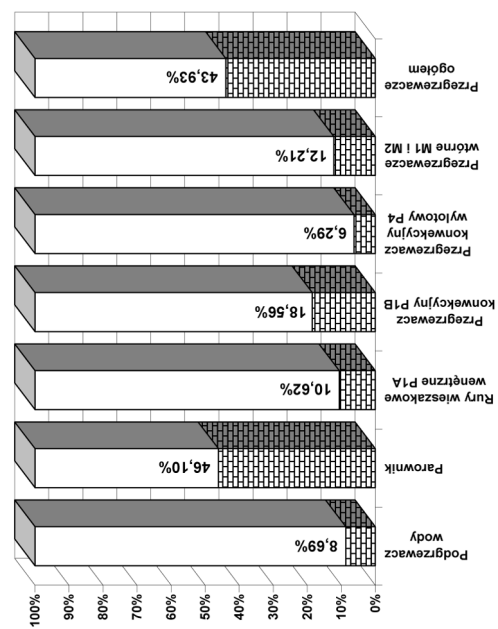
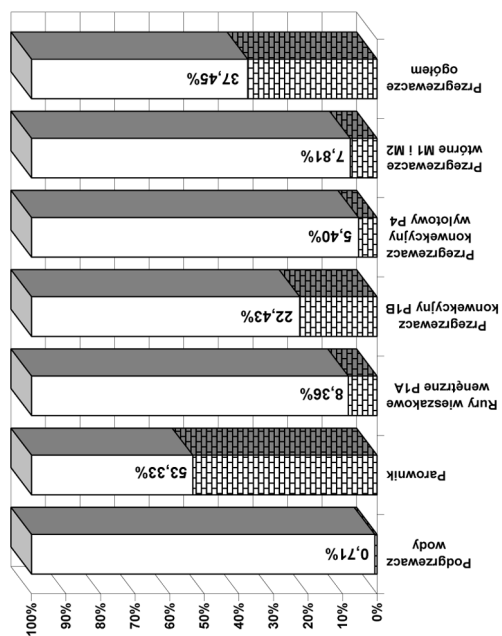


b)



a)

**Rys. 5.** Procentowy udział nieszczelności poszczególnych powierzchni powierzchni ogrzewalnych w ogólnej liczbie wylączeń awaryjnych kotłów BB-1150 (a) i kotłów BP-1150 (b)



**Rys. 6.** Procentowy udział nieszelelności poszczególnych powierzchni ogrzewalnych w całkowitym czasie wyłączeń awaryjnych kotłów BB-1150 (a) i kotłów BP-1150 (b)



Awaryjność ta powodowana jest najczęściej nieszczelnościami ich poszczególnych powierzchni ogrzewalnych, tzn. podgrzewacza wody (ECO), rur ekranowych parownika, rur wieszakowych wewnętrznych (P1A), przegrzewacza konwekcyjnego (P1B), przegrzewacza grodziowego (P3), przegrzewacza konwekcyjnego wylotowego (P4), przegrzewacza wtórnego wlotowego (M1) i przegrzewacza wtórnego wylotowego (M2). Należy zaznaczyć, że zasadnicze różnice między kotłami BB-1150 na węgiel brunatny i BP-1150 na węgiel kamienny wynikają z rodzaju spalanej paliwa (gabaryty, ilości paliwa, powietrza i spalin).

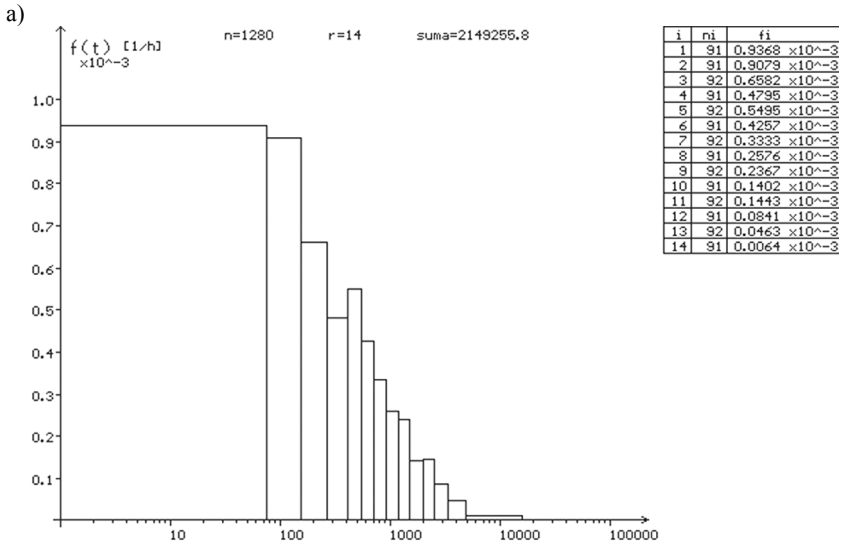
Ustalono, że uszkodzeniom ulegają najczęściej rury ekranowe parowników i przegrzewacze konwekcyjne P1B, których awarie powodują wyłączenia kotłów BB-1150 odpowiednio w około 40 i 15% przypadków (rys. 5a) oraz wyłączenia kotłów BP-1150 odpowiednio w około 20 i 10% przypadków (rys. 5b).

Czasy napraw tych elementów stanowią łącznie około 65% całkowitego czasu postojów awaryjnych kotłów BB-1150 (rys. 6a), co stanowi jednocześnie około 53% całkowitego czasu postojów awaryjnych bloków 370 MW elektrowni „Bełchatów” oraz około 76% całkowitego czasu postojów awaryjnych kotłów BP-1150 (rys. 6b), co stanowi jednocześnie około 62% całkowitego czasu postojów awaryjnych bloków 370 MW elektrowni „Opole”.

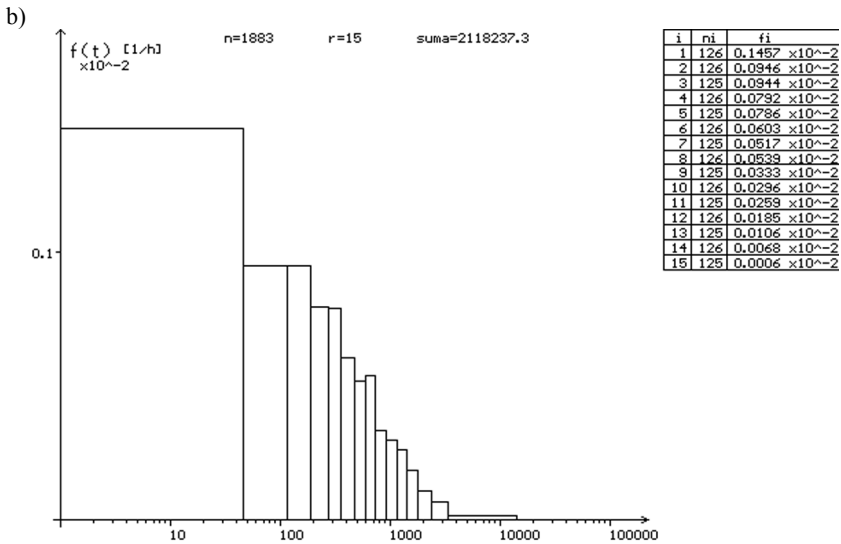
### **3. Rozkłady prawdopodobieństwa czasów pracy i czasów awarii urządzeń wytwórczych krajowych bloków 370 MW**

W przeprowadzonych badaniach niezawodnościowych krajowych bloków energetycznych o mocy 370 MW wykorzystano koncepcję bloku reprezentatywnego — oddzielnie dla dwunastu bloków elektrowni „Bełchatów” na węgiel brunatny i czterech bloków elektrowni „Opole” na węgiel kamienny. Postępowanie to uzasadnione jest jednorodnością konstrukcyjną bloków zainstalowanych w obrębie każdej z tych elektrowni oraz ich pracą w zbliżonych warunkach eksploatacyjnych. Trzeba jednak zaznaczyć, że ze względu na realizowany przez PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Bełchatów od 2007 r. program kompleksowej rekonstrukcji i modernizacji bloków nr 3–12, utworzono odrębną statystykę zdarzeń awaryjnych dla już zmodernizowanych bloków nr 3 (począwszy od 2007 r.) i nr 4 (począwszy od 2009 r.).

Przyjęcie koncepcji bloku reprezentatywnego pozwoliło ustalić odpowiednio liczne populacje przypadków zdarzeń awaryjnych nie tylko dla całego bloku 370 MW na węgiel brunatny lub kamienny, ale także dla ich zasadniczych urządzeń: kotła, turbiny, generatora itd. Postępując w myśl powyższej zasady wyznaczono (wykorzystując zbiory przypadków awaryjnych zaistniałych od początku eksploatacji poszczególnych bloków) populacje generalne badanych cech czasów pracy i czasów awarii zarówno dla reprezentatywnego bloku 370 MW na węgiel brunatny i jego podstawowych urządzeń, jak i dla reprezentatywnego bloku 370 MW na węgiel kamienny i jego podstawowych urządzeń.

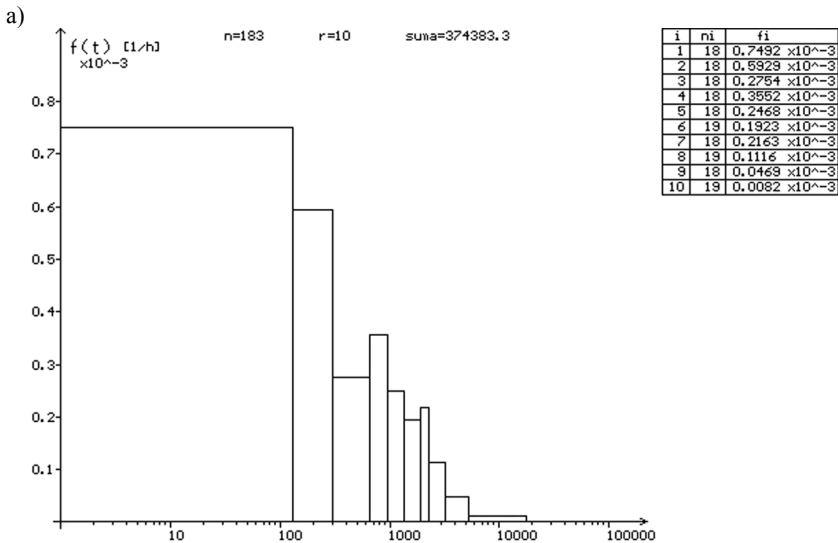


Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla:  $a = 1495,3$ ;  $b = 0,811$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 16,293$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 19,675$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,509$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

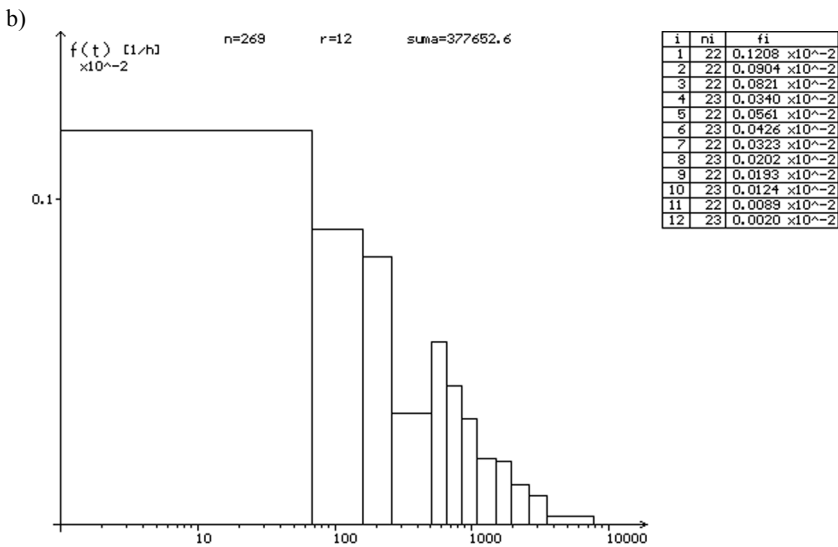


Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla:  $a = 1033,1$ ;  $b = 0,850$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 14,811$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 21,026$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,580$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

**Rys. 7.** Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów międzyawaryjnych zidentyfikowane jako rozkłady Weibulla: a) kocioł BB-1150, b) blok 370 MW na węgiel brunatny

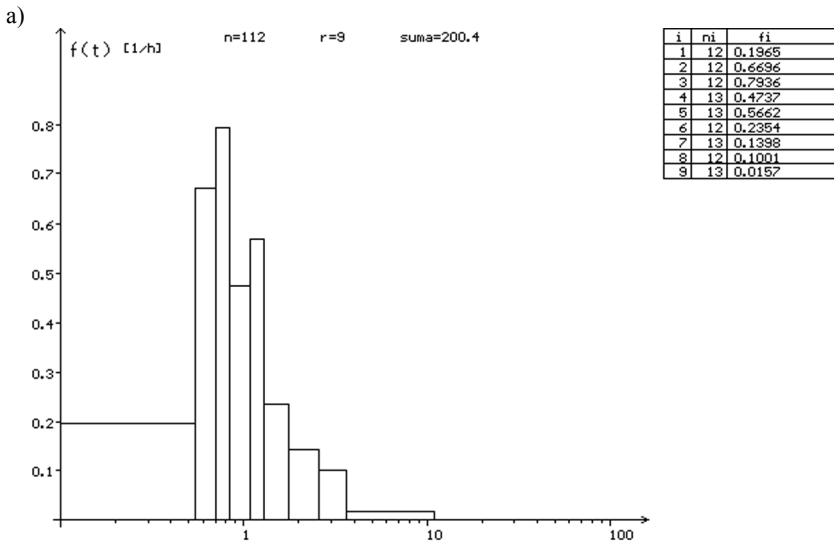


Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla:  $a = 1917,1$ ;  $b = 0,872$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 6,840$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 14,067$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,392$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

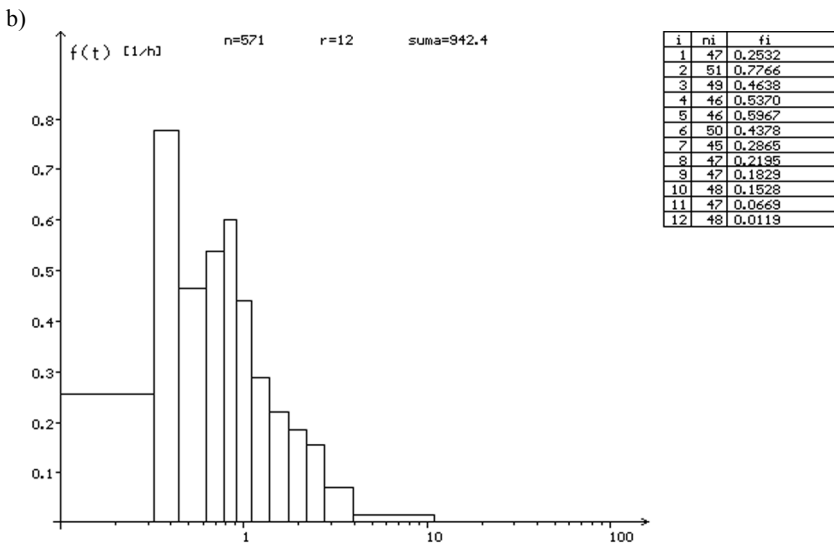


Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla:  $a = 1300,2$ ;  $b = 0,854$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 10,020$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 16,919$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,505$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

**Rys. 8.** Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów międzyawaryjnych zidentyfikowane jako rozkłady Weibulla: a) kocioł BP-1150, b) blok 370 MW na węgiel kamienny

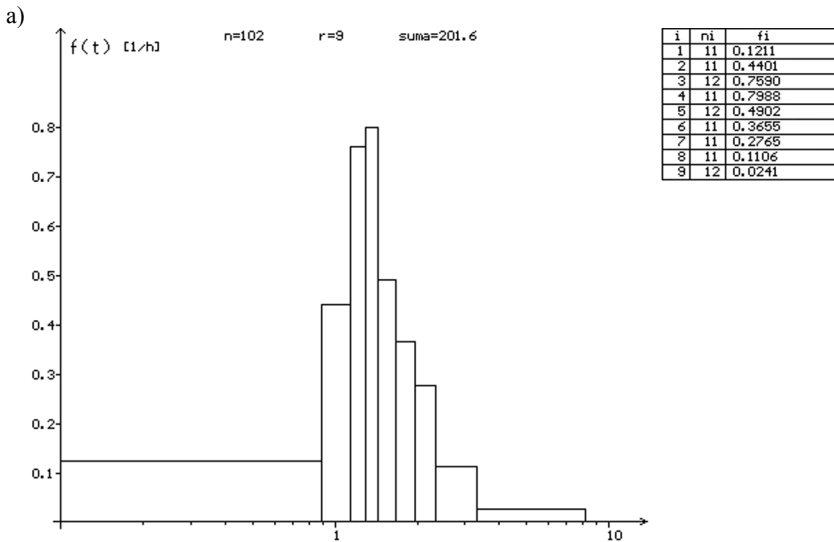


Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytmo-normalnym:  $m = 0,111$ ;  $\sigma = 0,348$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 7,953$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 12,592$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,568$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

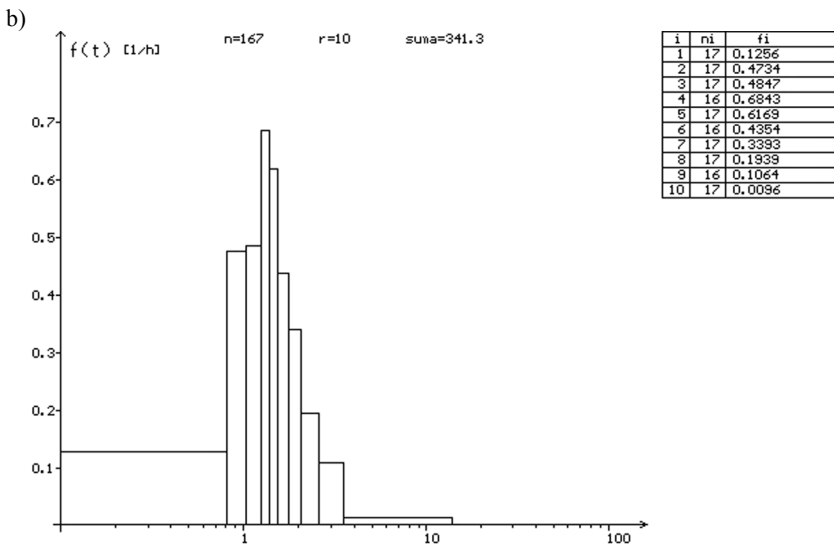


Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytmo-normalnym:  $m = 0,051$ ;  $\sigma = 0,390$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 15,996$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 16,919$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,590$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

**Rys. 9.** Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów awarii pozostałych zidentyfikowane jako rozkłady logarytmo-normalne: a) kocioł BB-1150, b) blok 370 MW na węgiel brunatny



c) Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytmno-normalnym:  $m = 0,111$ ;  $\sigma = 0,349$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 7,000$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 12,592$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,524$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$



d) Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytmno-normalnym:  $m = 0,051$ ;  $\sigma = 0,388$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 16,491$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 16,919$   
 Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,598$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

**Rys. 10.** Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów awarii pozostałych zidentyfikowane jako rozkłady logarytmno-normalne: a) kocioł BP-1150, b) blok 370 MW na węgiel kamienny

Przy ustalaniu tych populacji nie zostały uwzględnione przypadki dotyczące awarii zaistniałych w początkowym okresie eksploatacji wszystkich rozpatrywanych bloków, gdyż uznano, że dane z tego okresu mogą „zniekształcać” wyniki analizy, ponieważ wynikały one w głównej mierze z uchybień projektowych i konstrukcyjnych oraz błędów montażowych urządzeń — tzn. uszkodzeń charakterystycznych dla tzw. okresu „oswajania” bloków. Szczególnie dużą liczbę tego typu awarii odnotowano w początkowym okresie pracy dwóch pierwszych bloków elektrowni „Bełchatów”, co tłumaczyć można prototypowym jak na tamte czasy charakterem szeregu zastosowanych rozwiązań technicznych. W wyniku zdobytych doświadczeń konstrukcje kolejnych bloków zostały ulepszone, co przyczyniło się do wyraźnego skrócenia ich okresu oswajania. Z tego powodu w przeprowadzonych badaniach niezawodnościowych bloków elektrowni „Bełchatów” pominięto pierwsze trzy lata pracy bloku nr 1, pierwsze dwa lata pracy bloku nr 2 oraz pierwszy rok pracy każdego z pozostałych bloków, natomiast w przypadku elektrowni „Opole” pominięto pierwszy rok pracy wszystkich czterech bloków.

W statystyce awaryjności bloków uwzględniono natomiast przypadki tych remontów, co do których można było mieć całkowitą pewność, że powodują one konieczność natychmiastowego odstawienia bloku, a które nie zostały odnotowane jako wyłączenia awaryjne tylko dlatego, że w chwili ich zaistnienia system elektroenergetyczny pracował z odpowiednią rezerwą mocy.

Zdaniem autorów do oceny przewidywanych wartości wskaźników niezawodnościowych bloków energetycznych i ich urządzeń wytwórczych celowym jest wykorzystanie metody empirycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa (histogramu) o założonej liczbie realizacji w klasach. Histogram ten charakteryzuje się bowiem wydobywaniem cech istotnych i „zacieraniem” cech losowych badanej wielkości, a ponadto możliwością stosowania już dla próbki o liczebności około 40 — stosunkowo łatwej do spełnienia w praktyce technicznej. W praktycznej realizacji histogram o założonej liczbie realizacji w klasach sporządza się za pomocą programu komputerowego optymalizującego liczebność realizacji w poszczególnych klasach.

W opracowanym algorytmie obliczeniowym, do identyfikacji uzyskanych modeli probabilistycznych występowania czasów pracy i czasów awarii rozpatrywanych urządzeń krajowych bloków 370 MW, wykorzystano metodę polegającą na badaniu zgodności otrzymanego rozkładu empirycznego z grupą wytypowanych rozkładów teoretycznych (tzn.: wykładniczym, Weibulla, normalnym i logarytmo-normalnym) za pomocą statystycznych testów zgodności Pearsona i Kołmogorowa. Obliczenia wykonywane były na standardowym poziomie istotności  $\alpha = 0,05$ .

Badane rozkłady czasów pracy zidentyfikowano jako rozkłady Weibulla z parametrem  $b < 1$  (rys. 7). W stanach awaryjnych stwierdzono silną zależność czasu likwidacji uszkodzenia (w obrębie tego samego urządzenia) od przyczyny jego powstania. Średnie czasy awarii wynikających z trwałego uszkodzenia danego urządzenia ( $U$ ) są wyraźnie dłuższe od wartości czasów wyznaczonych łącznie dla pozostałych przyczyn wyłączeń (wynikających przede wszystkim z zakłóceń w pracy aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki oraz układów zabezpieczeń i blokad technologicznych, a także błędów personelu eksploatacyj-

nego — *UZ, BZ, L*). Wnioskować stąd należy o przynależności czasów awarii do dwóch statystycznie różnych populacji i wynikającej stąd celowości odrębnego badania ich rozkładów. Ogólnie można jednak stwierdzić, że rozkłady czasów awarii są rozkładami logarytm-normalnymi (rys. 9 i 10).

#### 4. Wskaźniki niezawodnościowe krajowych bloków 370 MW i ich głównych urządzeń

Na podstawie estymacji parametrów zidentyfikowanych empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa występowania czasów pracy i czasów awarii dla głównych urządzeń obu rozpatrywanych typów krajowych bloków energetycznych o mocy 370 MW, wyznaczono dla nich następujące wskaźniki niezawodnościowe: oczekiwaną intensywność awarii, oczekiwany średni czas wyłączenia, oczekiwany łączny czas wyłączeń w ciągu roku oraz oczekiwany czas pracy pomiędzy awariami.

W tabeli 1 zestawiono uzyskane wyniki obliczeń wskaźników niezawodnościowych dla podstawowych urządzeń bloku 370 MW na węgiel brunatny, natomiast w tabeli 2 dla rozpatrywanych powierzchni ogrzewalnych kotła BB-1150, tzn.: podgrzewacza wody, parownika, rur wieszakowych wewnętrznych (P1A), przegrzewacza konwekcyjnego (P1B), przegrzewacza wylotowego (P4), przegrzewacza wtórnego wlotowego (M1), przegrzewacza wtórnego wylotowego (M2) oraz dla wszystkich przegrzewaczy traktowanych łącznie.

W tabeli 3 zestawiono uzyskane wyniki obliczeń wskaźników niezawodnościowych dla głównych urządzeń bloku 370 MW na węgiel kamienny. Zbyt mała populacja zgromadzonych zdarzeń eksploatacyjnych dla większości badanych elementów umożliwiła jedynie wyznaczenie oczekiwanych wartości podstawowych wskaźników niezawodnościowych dla kotła BP-1150 i turbiny 18K370.

TABELA 1

##### Wskaźniki niezawodnościowe dla głównych urządzeń bloku 370 MW na węgiel brunatny

Miejsce awarii	Oczekiwana intensywność awarii, 1/a	Oczekiwany średni czas wyłączenia, h	Oczekiwany łączny czas wyłączeń, h/a	Oczekiwany czas pracy pomiędzy awariami, h
K	3,68	37,3	137,2	1 670
T	0,87	13,8	12,0	7 070
G	0,63	26,5	16,7	9 830
PZ	0,36	14,1	5,1	17 180
W	0,19	5,3	1,0	32 880
I	0,28	9,6	2,7	22 320
BLOK	5,49	29,6	162,5	1 120

TABELA 2

**Wskaźniki niezawodnościowe dla rozpatrywanych powierzchni ogrzewalnych kotła BB-1150**

Miejsce awarii	Oczekiwana intensywność awarii, 1/a	Oczekiwany średni czas wyłączenia, h	Oczekiwany łączny czas wyłączeń, h/a	Oczekiwany czas pracy pomiędzy awariami, h
Podgrzewacz wody	0,38	37,6	14,3	16 300
Parownik	1,58	40,7	64,3	3 900
Rury wieszakowe wewnętrzne (P1A)	0,39	40,0	15,6	15 940
Przegrzewacz konwekcyjny (P1B)	0,59	44,5	26,3	10 420
Przegrzewacz wylotowy (P4)	0,24	51,0	12,2	25 720
Przegrzewacz wtórny wlotowy (M1)	0,36	39,1	14,1	17 200
Przegrzewacz wtórny wylotowy (M2)	0,19	45,4	8,6	32 100
Przegrzewacze (łącznie)	1,41	43,1	60,8	4 380

TABELA 3

**Wskaźniki niezawodnościowe dla głównych urządzeń bloku 370 MW na węgiel kamienny**

Miejsce awarii	Oczekiwana intensywność awarii, 1/a	Oczekiwany średni czas wyłączenia, h	Oczekiwany łączny czas wyłączeń, h/a	Oczekiwany czas pracy pomiędzy awariami, h
K	2,87	21,9	62,9	2 050
T	0,48	7,0	3,4	12 270
BLOK	4,17	18,3	76,3	1 410

Na podstawie uzyskanych wyników można wnioskować, że wskaźniki niezawodnościowe bloków elektrowni „Bełchatów” nie odbiegają znacząco od wskaźników uzyskanych przez znacznie młodsze, zbliżone technologicznie bloki elektrowni „Opole”. Jest to niewątpliwie efektem racjonalnych działań służb ruchowych i remontowych elektrowni „Bełchatów” i tym bardziej godne podkreślenia, gdyż utrzymanie na wysokim poziomie wskaźników niezawodnościowych bloków opalanych węglem brunatnym jest znacznie trudniejsze aniżeli bloków spalających węgiel kamienny, z uwagi na naturalnie niekorzystne cechy węgla brunatnego jako paliwa energetycznego (niska wartość opałowa, duża zawartość wilgoci, balastu i siarki).



## 5. Podsumowanie

Najważniejszym zadaniem KSE jest zapewnienie wszystkim odbiorcom ciągłości dostaw energii elektrycznej o odpowiedniej jakości i możliwie najniższych kosztach jej wytwarzania. Wielkie awarie systemowe (tzw. *black'outy*), jakie zaistniały w ostatnich latach w USA, Wielkiej Brytanii i we Włoszech wykazały, że pozbawienie zasilania w energię elektryczną w całym systemie jest realne i może zaistnieć praktycznie w każdym kraju.

Obserwowany w Polsce niedostatek zadowalających rozwiązań w dziedzinie oceny niezawodności bloków energetycznych i ich urządzeń wytwórczych, w tym zwłaszcza brak w pełni wiarygodnego obrazu o stanie trwałości krajowych bloków energetycznych na tle zbliżonych konstrukcyjnie bloków pracujących na świecie, skłonił autorów do naukowych poszukiwań w tej interesującej i ważkiej problematyce z wykorzystaniem metody histogramu.

Uzyskane wyniki wskazują, że decydujący wpływ na dyspozycyjność czasową krajowych bloków 370 MW ma awaryjność kotłów — celem jest zatem, aby w obrębie kotłów BB-1150 elektrowni „Bełchatów” oraz kotłów BP-1150 elektrowni „Opole” poszukiwać możliwości zmniejszenia liczby wyłączeń awaryjnych, przede wszystkim poprzez odpowiednie sterowanie gospodarką remontową, co w efekcie powinno skutkować wzrostem trwałości eksploatacyjnej ich najbardziej zawodnych elementów (zwłaszcza poszczególnych powierzchni ogrzewalnych).

Proponowany w referacie tok postępowania wydaje się słuszny i celowy w analizie niezawodności złożonych strukturalnie urządzeń energetycznych o ograniczonej liczbie populacji zdarzeń, a uzyskane wyniki końcowe, zredagowane w postaci przydatnej do wykorzystania w praktyce eksploatacyjnej PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Bełchatów (zobligowanej w najbliższych latach do gruntownej modernizacji urządzeń wytwórczych) i PGE Elektrownia Opole SA — wskazują na użyteczny charakter badań.

### LITERATURA

- [1] *Allan R.N., Billinton R.*: Power system reliability and its assessment. Power Engineering Journal. July 1992, November 1992, August 1993
- [2] *Buchta J., Oziemski A.*: Reliability of large power units in probabilistic approach. 9th International Conference „Electrical Power Quality and Utilisation”. Barcelona, październik 2007, CD proceedings, paper 295
- [3] *Buchta J., Oziemski A., Pawlik M.*: Estimation of reliability measures of 370 MW lignite fueled power units operating in Poland. 6th International Scientific and Technical Conference „Efficiency and Power Quality of Electrical Supply of Industrial Enterprises”. Mariupol, Ukraine, maj 2008, s. 295–298
- [4] *Barlow R.E., Proschan F.*: Mathematical theory of reliability. Wiley, New York, 1965
- [5] *Kececioglu D.*: Reliability Engineering Handbook. DEStech Publ., 2002
- [6] *Paska J., Parciński G.*: Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych. Energetyka 2001, nr 12, s. 711–721