

3. Podstawę obliczania premii indywidualnej stanowi wynagrodzenie zasadnicze. Szczegółowe zasady przyznawania premii określa regulamin premiowania.”;

7) § 9 otrzymuje brzmienie:

„§ 9. 1. Zasady rozliczania czasu pracy i zasady wynagradzania za pracę w godzinach nadliczbowych pracowników zatrudnionych przy pilnowaniu regulują odrębne przepisy.

2. Za każdą godzinę przepracowaną nieprzerwanie ponad 8 godzin do 12 godzin na dobę, z tym że w miesięcznym okresie rozliczeniowym czas ten nie może przekroczyć liczby godzin wynikającej z pomnożenia 8 godzin przez liczbę roboczych dni kalendarzowych, przysługuje pracownikowi dodatek w

wysokości 10% godzinowej stawki wynagrodzenia zasadniczego.”;

8) w § 12 skreśla się wyrazy „i potrąceń na składkę emerytalną”;

9) załącznik nr 1 do uchwały otrzymuje brzmienie określone w załączniku do niniejszej uchwały.

§ 2. Wprowadzenie zasad wynagradzania określonych w uchwale nie może stanowić podstawy do zwiększenia funduszu wynagrodzeń ustalonego w centralnym planie rocznym na 1987 r.

§ 3. Uchwała wchodzi w życie z dniem ogłoszenia z mocą od dnia 1 czerwca 1987 r.

Prezes Rady Ministrów: w z. Z. Szałajda

Załącznik do uchwały nr 117 Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 1987 r. (poz. 192)

TABELA GRUP WYNAGRODZENIA ZASADNICZEGO I STAWEK DODATKU FUNKCYJNEGO

Grupa wynagrodzenia zasadniczego	Miesięczna kwota w zł	Stawka dodatku funkcyjnego	Miesięczna kwota w zł
1	7.000— 8.500	1	1.000
2	7.500— 9.000	2	1.500
3	8.000— 9.500	3	2.000
4	8.500—10.000	4	2.500
5	9.000—10.500	5	3.000
6	9.500—11.000	6	3.500
7	10.000—11.500	7	4.000
8	10.500—12.000	8	4.500
9	11.000—12.800	9	5.000
10	11.500—13.600	10	6.000
11	12.000—14.400	11	7.000
12	12.500—15.200		
13	13.000—16.000		
14	13.500—17.800		
15	14.000—18.700		
16	14.500—19.600		
17	15.000—20.500		
18	15.500—21.500		
19	16.500—22.500		
20	17.500—23.500		
21	18.500—25.000		
22	20.000—27.000		

## 193

### ZARZĄDZENIE MINISTRÓW GÓRNICICTWA I ENERGETYKI ORAZ GOSPODARKI MATERIAŁOWEJ I PALIWOWEJ

z dnia 31 lipca 1987 r.

w sprawie szczegółowych zasad eksploatacji turbin parowych.

Na podstawie art. 30 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. Nr 21, poz. 96) oraz w związku z § 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 grudnia 1985 r. w sprawie określenia kompetencji niektórych naczelnych i centralnych organów administracji państwowej zastrzeżonych w przepisach szczególnych dla organów zniesionych (Dz. U. Nr 63, poz. 334) zarządza się, co następuje:

§ 1. Zarządzenie określa szczegółowe zasady eksploatacji turbin parowych o mocy 0,5 MW i większej w jednostkach gospodarki uspołecznionej i nie uspołecznionej oraz przez osoby fizyczne i inne podmioty.

§ 2. Przez turbiny parowe, zwane dalej turbinami, rozumie się także układy i urządzenia zapewniające bezpieczną i poprawną pracę turbin.

§ 3. Eksploatację turbin należy prowadzić zgodnie z przepisami zarządzenia oraz ogólnymi zasadami eksploatacji określonymi w zarządzeniu Ministrów Górnictwa i Energetyki oraz Gospodarki Materialowej i Paliwowej z dnia 18 lipca 1986 r. w sprawie ogólnych zasad eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych (Monitor Polski Nr 25, poz. 174).

§ 4. 1. Turbiny nowe, po remoncie kapitalnym lub przebudowane mogą być przyjęte do eksploatacji po podaniu ruchowi próbnemu, trwającemu co najmniej 72 godziny.

2. Warunki ruchu próbnego i pomiarów gwarancyjnych powinny być uzgodnione między użytkownikiem i dostawcą.

3. Turbiny nowe lub przebudowane, przyjmowane do eksploatacji, powinny być wyposażone w szczególności w:

- 1) urządzenia do automatycznej regulacji prędkości obrotowej wirnika,
- 2) urządzenia do automatycznej regulacji poziomu skroplin w podgrzewaczach regeneracyjnych i w skraplaczu,
- 3) urządzenia do zabezpieczenia turbiny:
  - a) przed nadmiernym wzrostem prędkości obrotowej,
  - b) przed nadmiernym spadkiem ciśnienia oleju smarującego łożyska,
  - c) przed wzrostem ciśnienia pary przy wylocie z turbiny i spadkiem próżni w skraplaczu,
  - d) przed zwrotnym przepływem pary upustowej do turbiny — w razie awaryjnego odciążenia turbiny,
  - e) przed przedostaniem się wody z podgrzewaczy regeneracyjnych do turbiny — w razie awaryjnego wzrostu poziomu skroplin w podgrzewaczach,
- 4) urządzenia umożliwiające nieprzerwaną kontrolę:
  - a) ciśnienia pary za stopniem regulacyjnym,
  - b) ciśnienia (podciśnienia) pary na króćcu wylotowym,
  - c) ciśnienia, temperatury i ilości pary przy wlocie do turbiny,
  - d) temperatury stopu łożyskowego i oleju smarującego przy wylocie z łożysk,
  - e) poziomu oleju w głównym zbiorniku olejowym,
  - f) ciśnienia oleju smarującego i regulacyjnego,
  - g) prędkości obrotowej wirnika.

4. Niezależnie od wyposażenia określonego w ust. 3 turbiny nowe lub przebudowane:

- 1) o mocy większej od 25 MW powinny być wyposażone w:
  - a) urządzenia do automatycznej regulacji ciśnienia pary lub wody do zewnętrznych uszczelnień turbiny, a w razie konieczności w urządzenia dostosowujące temperaturę pary do stanu cieplnego uszczelnień dławicowych,
  - b) urządzenia zabezpieczające przed nadmiernym przesuwaniem wirnika w łożysku oporowym,
  - c) urządzenia umożliwiające nieprzerwaną kontrolę amplitudy drgań pokryw łożysk lub wału oraz

wydłużeń względnych wirników i wydłużeń całkowitych kadłubów,

- d) układy pomiarowe z automatyczną rejestracją temperatury metalu i pary, umożliwiające nieprzerwaną kontrolę pośrednią naprężeń termicznych w w wybranych elementach,
- 2) z wtórnym przegrzewaczem pary, pracujące w układach blokowych, powinny być wyposażone w urządzenia do zdalnego sterowania stacji redukcyjno-schładzających turbin,
- 3) wielokadłubowe powinny być wyposażone w urządzenia do pomiaru temperatury pary przy wylocie z części wysokoprężnej,
- 4) o mocy 100 MW i większej powinny być wyposażone w urządzenia do prowadzenia kontrolowanego rozruchu przebiegu procesu nagrzewania i przyspieszonego chłodzenia podczas wyłączania i po wyłączeniu turbiny z ruchu.

§ 5. Przed uruchomieniem turbiny powinny być przeprowadzone oględziny w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji.

§ 6. Turbiny nie wolno uruchamiać w razie stwierdzenia:

- 1) zagrożenia pożarowego,
- 2) braku lub niesprawności rezerwowych pomp oleju smarującego i regulacyjnego,
- 3) niesprawności układu próżniowego,
- 4) niesprawności układu olejowego,
- 5) niesprawności układu regulacyjnego i zabezpieczeń, w szczególności zaworów szybko zamykających i regulacyjnych,
- 6) krzywizny wału lub wydłużeń względnych wirnika większych niż wielkości dopuszczalne, określone w instrukcji eksploatacji,
- 7) różnicy temperatur metalu górnej i dolnej części kadłuba większej niż wielkości dopuszczalne, określone w instrukcji eksploatacji,
- 8) niesprawności układów automatyki, pomiarów, sterowania i blokad.

§ 7. 1. Sposób uruchamiania i prowadzenia ruchu oraz zatrzymywania turbiny, dopuszczalne szybkości zmian i wartości graniczne parametrów, a także maksymalne trwałe i chwilowe wartości prędkości obrotowej i obciążenia turbiny powinny być określone w instrukcji eksploatacji.

2. Urządzenia rezerwowe turbiny należy uruchamiać okresowo, zgodnie z instrukcją eksploatacji, w celu utrzymania ich w stałej gotowości ruchowej.

§ 8. Prowadzenie eksploatacji turbiny w warunkach odbiegających od znamionowych, określonych w instrukcji eksploatacji, wymaga uzgodnienia z wytwórcą turbiny.

§ 9. Turbinę należy natychmiast wyłączyć z ruchu

- 1) jeżeli nastąpił wzrost prędkości obrotowej do war-

- tości, na którą został nastawiony regulator bezpieczeństwa, a regulator ten nie zadziałał,
- 2) przy wzroście drgań powyżej wartości dopuszczalnej, określonej w instrukcji eksploatacji,
  - 3) przy przekroczeniu granicznych wartości wydłużeń względnych wirnika,
  - 4) przy uderzeniu wodnym (drganiach i nagłym obniżeniu się temperatury pary),
  - 5) przy nagłej zmianie temperatury pary świeżej do wartości dopuszczalnej lub wyższej, jeżeli stan ten trwa dłużej, niż to określa wytwórca,
  - 6) przy przerwaniu dopływu pary do turbiny,
  - 7) przy zapaleniu się oleju przy turbinie,
  - 8) przy przekroczeniu wartości dopuszczalnej temperatury stopu łożyskowego lub oleju w jednym z łożysk, określonej w instrukcji eksploatacji,
  - 9) przy nagłym wzroście temperatury oleju w łożyskach,
  - 10) przy nagłym spadku ciśnienia oleju w łożyskach, jeżeli nie udało się go podnieść do wymaganej wartości,
  - 11) w razie obniżenia się oleju w zbiorniku poniżej najniższego dopuszczalnego poziomu,
  - 12) przy spadku próżni, jeżeli nie zadziałało zabezpieczenie,

- 13) przy powstaniu ciągłego lub powtarzającego się metalicznego dźwięku w turbinie,
- 14) przy przekroczeniu dopuszczalnej wartości przesuwu osiowego wirnika, jeżeli nie zadziałało zabezpieczenie,
- 15) w innych przypadkach określonych w instrukcji eksploatacji.

§ 10. 1. Ocena stanu technicznego turbiny powinna być dokonywana nie rzadziej niż raz w roku, na podstawie badań określonych w załączniku do zarządzenia.

2. Oględziny turbiny powinny być przeprowadzane w czasie każdej zmiany, a usterki odnotowywane w dokumentacji eksploatacyjnej.

3. Przeglądy turbiny powinny być przeprowadzane co najmniej raz w roku.

4. Zakres i terminy oględzin oraz przeglądów określa instrukcja eksploatacji.

§ 11: Zarządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia.

Minister Górnictwa i Energetyki: w z. *J. Bojakowski*  
Minister Gospodarki Materiałowej i Paliwowej: *J. Woźniak*

Załącznik do zarządzenia Ministrów Górnictwa i Energetyki oraz Gospodarki Materiałowej i Paliwowej z dnia 31 lipca 1987 r. (poz. 193)

#### BADANIA TECHNICZNE STANU TURBIN

Lp.	Rodzaj badań	Wymagania techniczne		Częstotliwość badań
		turbiny nowe	turbiny po remoncie lub przebudowie	
1	2	3	4	5
1	Pomiary cieplne w zakresie wyznaczenia zużycia ciepła oraz sprawności	Wartości jednostkowego zużycia ciepła oraz sprawności powinny odpowiadać wartościom określonym w umowie z dostawcą turbiny	Wartości jednostkowego zużycia ciepła oraz sprawności powinny odpowiadać wartościom określonym w dokumentacji remontu lub przebudowy	1. Co najmniej raz na 7 lat oraz po uruchomieniu turbiny nowej lub modernizacji układu przepływowego turbiny 2. Przed i po remoncie turbiny oraz w razie usterek układu przepływowego należy wykonać skrócone pomiary sprawności turbiny
2	Pomiary układu regulacji prędkości obrotowej w zakresie: a) wyznaczenia stopnia proporcjonalności regulacji, b) wyznaczenia charakterystyk statycznych i dynamicznych, w tym przyrostu prędkości obrotowej po wyłączeniu generatora z sieci przy nominalnym obciążeniu	Zgodnie z Polską Normą		Po uruchomieniu turbiny nowej oraz po remoncie
3	Kontrola szczelności zaworów szybko zamykających i regulacyjnych turbiny	Spadek prędkości obrotowej: 1) od wartości nominalnej do zera po zamknięciu zaworów szybko zamykających, 2) od wartości nominalnej do wartości nie wyższej niż 2000 obr./min po zamknięciu wyłącznie zaworów regulacyjnych powinien odpowiadać wymaganiom określonym przez wytwórcę		Po remoncie

1	2	3	4	5
4	Kontrola działania regulacji bezpieczeństwa	<p>1. Czas zamknięcia zaworów szybko zamykających od momentu pobudzenia regulacji bezpieczeństwa nie powinien być dłuższy niż 0,5 s</p> <p>2. Pobudzenie regulacji bezpieczeństwa powinno odpowiadać wartości prędkości obrotowej określonej przez wytwórcę, jednak nie wyższej niż 1,12 nominalnej prędkości obrotowej</p>		<p>1. Przed uruchomieniem turbiny i co 1500 godzin pracy turbiny, jednak co najmniej raz na 3 miesiące — przy ręcznym pobudzaniu regulacji bezpieczeństwa</p> <p>2. Co najmniej raz w roku oraz po remoncie turbiny i przeglądzie lub remoncie regulacji turbiny — przez zwiększenie prędkości obrotowej, przy której powinna włączyć się regulacja bezpieczeństwa</p>
5	Sprawdzenie zabezpieczeń pomp w układzie oleju smarującego łożyska	Najniższe ciśnienie oleju do łożysk w czasie prób zabezpieczeń powinno być zgodne z wymaganiem wytwórcy		Przed uruchomieniem turbiny oraz po remoncie lub naprawie zabezpieczeń
6	Sprawdzenie zabezpieczeń technologicznych	Stan zabezpieczeń technologicznych powinien odpowiadać warunkom określonym w dokumentacji technicznej i instrukcji eksploatacji		Co najmniej raz na 3 miesiące
7	Kontrola jakości oleju	Jakość oleju powinna odpowiadać jakości określonej w Polskiej Normie lub przez wytwórcę		Raz na miesiąc oraz w razie pogorszenia się właściwości oleju
8	Kontrola stanu wibracyjnego	Wartości amplitud drgań łożysk powinny odpowiadać wartościom określonym w Polskiej Normie lub przez wytwórcę		W razie zmiany stanu wibracyjnego, jednak co najmniej raz w miesiącu oraz przed i po remoncie turbiny
9	Kontrola szczelności układu próżniowego turbiny	Prędkość spadku próżni nie powinna być większa niż 5 mmHg/min		Co najmniej raz w tygodniu

## 194

**ZARZĄDZENIE MINISTRÓW GÓRNICTWA I ENERGETYKI ORAZ GOSPODARKI MATERIAŁOWEJ I PALIWOWEJ**

z dnia 31 lipca 1987 r.

w sprawie szczegółowych zasad eksploatacji elektrycznych urządzeń w obszarach zagrożonych wybuchem.

Na podstawie art. 30 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej (Dz. U. Nr 21, poz. 96) oraz w związku z § 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 grudnia 1985 r. w sprawie określenia kompetencji niektórych naczelnych i centralnych organów administracji państwowej zastrzeżonych w przepisach szczególnych dla organów zniesionych (Dz. U. Nr 63, poz. 334) zarządza się, co następuje:

§ 1. 1. Zarządzenie określa szczegółowe zasady eksploatacji elektrycznych urządzeń w obszarach zagrożonych wybuchem gazów, par ciecży łatwo zapalnych oraz pyłów i włókien palnych w jednostkach gospodarki społecznej i nie uspołecznionej oraz przez osoby fizyczne i inne podmioty.

2. Szczegółowych zasad eksploatacji nie stosuje się do eksploatacji elektrycznych urządzeń związanych z produkcją, stosowaniem i przechowywaniem materiałów wybuchowych.

§ 2. Ilekroć w zarządzeniu jest mowa o:

- 1) elektrycznych urządzeniach w obszarach zagrożonych wybuchem — rozumie się przez to elektryczne urządzenia przeciwybuchowe oraz inne urządzenia i instalacje elektryczne dopuszczone na podstawie odrębnych przepisów do stosowania w obszarach zagrożonych wybuchem,
- 2) elektrycznych urządzeniach przeciwybuchowych — rozumie się przez to elektryczne i elektroniczne urządzenia wraz z osprzętem i aparaturą pomocniczą, przeznaczone do stosowania w obszarach zagrożonych wybuchem, odpowiednio oznaczone,
- 3) obszarach zagrożonych wybuchem — rozumie się przez to pomieszczenia, ich strefy i przestrzenie zewnętrzne zakwalifikowane na podstawie odrębnych przepisów do odpowiedniej kategorii zagrożenia wybuchem,
- 4) klasach temperaturowych: T1, T2, T3, T4, T5 i T6 oraz urządzeniach podgrupy IIA, IIB i IIC — rozumie się przez to klasy temperaturowe i podgrupy urządzeń elektrycznych, określone w Polskiej Normie.