



inż. Maciej Guttmeyer  
Doradca Zarządu  
Elektrownia Turów S.A.

## Historia budowy i eksploatacji Elektrowni

### Geneza

Obszar Dolnego Śląska, należący przed 1939 rokiem do Niemiec, miał dobrze rozwiniętą strukturę energetyczną pracownicę budowaną już od 1882 r.

Jeszcze w roku 1944 moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych (ciepłych i wodnych) wynosiła 453 MW oraz istniała rozbudowana sieć przesyłowo-rozdzielcza. Utrzymujący się na tych terenach od lutego do końca kwietnia 1945 roku front oraz późniejsza dewastacja urządzeń i częściowa ich wywózka na wschód spowodowały, że pod koniec 1945 roku odnotowano tylko 244 MW mocy zainstalowanej w energetyce zawodowej. Sieć przesyłowa oraz stacje rozdzielcze wraz ze swoim oprzyrządowaniem też nie oparły się tym procesom. Szczególnie ucierpiały transformatory oraz izolatory i przewody sieci przesyłowej wysokich napięć.

Sytuację pogarszał jeszcze brak wykwalifikowanych pracowników, którymi dotychczas byli Niemcy, mogących dokonywać napraw uszkodzonych urządzeń, prowadzić ruch sprawnych i odbudowywać zniszczone.

Sytuacja ta zaowocowała tym, że bilans energetyczny regionu był niekorzystny, co powodowało częste wyłączenia dostaw energii elektrycznej.

Bilans ten poprawiono w 1948 roku po uruchomieniu połączenia sieciowego na napięciu 110 kV z Górnym Śląskiem oraz w 1950 roku z Wielkopolską.

Dynamicznie rozwijająca się gospodarka wymagała jednak coraz więcej energii, której system w ówczesnym kształcie nie mógł dostarczyć. W związku z tym powstała na początku lat pięćdziesiątych koncepcja budowy dużej elektrowni ciepłej na Dolnym Śląsku opartej na węglu brunatnym.

Wybór tego paliwa podyktowany był tym, że budowa kopalni odkrywkowej trwała o około pięć lat krócej niż górninowej, a ponadto możliwa była znaczna mechanizacja prac wydobywczych.

Powołana przez Ministerstwo Energetyki w połowie 1955 r. Komisja Lokalizacyjna, po rozpatrzeniu siedmiu projektów wytypowała ostatecznie miejsce budowy

przyszłej elektrowni. Znajdowało się ono w niewielkiej odległości na północ od istniejącej już odkrywkowej kopalni węgla brunatnego we wsi Turoszów która wydobywała węgiel głównie na potrzeby pracującej tu obok, za granicą, niemieckiej elektrowni Hirschfelde.

Złoże kopalni oszacowano na 900 mln ton węgla możliwego do wydobycia.

Następnym krokiem, w latach 1956–1957 były wstępne prace projektowe mające wyłonić ostateczną koncepcję elektrowni. Prowadzono je w *Energoprojekcie - Warszawa* i w Leningradzkim Oddziale *Tieplotprojektu*.

Z powstałych tam wariantów wybrano ostatecznie elektrownię blokową o mocy 1200 MW, złożoną z sześciu bloków, z jednym kotłem pyłowym o wydajności 650 t/h pary na blok. Kotły miały być zaprojektowane przez niemiecką firmę *KSG* specjalizującą się w produkcji kotłów pyłowych opalanych węglem brunatnym, natomiast ich produkcja miała należeć do *Raciborskiej Fabryki Kotłów*. Turbiny oraz generatory miały być produkcji radzieckiej.



Rys. 1. Stawianie słupów nośnych pierwszego kotła w *Elektrowni Turów* (w tle widoczne kominy położonej w NRD *Elektrowni Hirschfelde*)



Założenia te trafiły następnie na deski projektantów Warszawskiego Biura Projektów Energetycznych, gdzie prowadzono już właściwe prace projektowe.

Jeszcze w trakcie tych prac, 14 marca 1958 roku Rada Ministrów wydała Uchwałę nr 53/58 w sprawie budowy Kombinatu Górniczo-Energetycznego Turów.

Ostateczny kompleksowy projekt *Elektrowni Turów* zatwierdził Uchwałą nr 54/59 Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów dnia 2 lutego 1959 roku.

Przewidywał on budowę elektrowni o mocy 1200 MW w trzech etapach po dwa bloki w każdym, przy czym zakończenie pierwszego etapu planowano na rok 1962, natomiast zakończenie całej inwestycji na rok 1965.

Pierwsze prace ziemne rozpoczęto w 1959 roku i do końca roku wybudowano komin o wysokości 150 m. W marcu następnego roku rozpoczęto wylewanie fundamentów pod kocioł, co przy zastosowaniu nowoczesnej jak na owe czasy technologii pneumatycznego przesyłania cementu zajęło tylko 169 godzin i już 14 lipca postawiono pierwszy słup konstrukcji nośnej kotła.

W dniu 27 maja 1962 roku, o godzinie 23:30 po raz pierwszy rozpalono kocioł nr 2, który budowano jako pierwszy, 22 lipca o godzinie 3:00 poruszono turbinę parą, a 31 października blok oddano do eksploatacji.

Już podczas budowy zmieniono trzeci etap projektu powiększając go o jeszcze jeden blok, nie zmieniając terminu zakończenia inwestycji.

Inwestycję zakończono w terminie przekazując do eksploatacji dnia 19 sierpnia 1965 roku ostatni, siódmy blok.

Prowadząc kolejne analizy stwierdzono, że istnieje korzystny bilans paliwa oraz wody, a jednocześnie dysponując na miejscu doświadczonymi pracownikami oraz krajowymi już producentami urządzeń energetycznych, powiększono projekt o kolejne trzy bloki o takiej samej mocy jak poprzednie.

T a b e l a 1

Daty oddawania poszczególnych bloków w *Elektrowni Turów* do eksploatacji

Numer bloku	Data oddania do eksploatacji
1	1 stycznia 1963 r.
2	30 października 1962 r.
3	29 sierpnia 1963 r.
4	11 grudnia 1963 r.
5	21 lipca 1964 r.
6	1 grudnia 1964 r.
7	19 sierpnia 1965 r.
8	31 grudnia 1970 r.
9	9 sierpnia 1971 r.
10	30 grudnia 1971 r.

Ostatni, dziesiąty blok energetyczny, oddano do eksploatacji 30 grudnia 1971 roku.

Od tego dnia *Elektrownia Turów* dysponowała mocą zainstalowaną równą 2000 MW i była wtedy największą w Polsce, a biorąc pod uwagę paliwo, największą w Europie elektrownią zawodową na węgiel brunatny.

Budowa zakładu wymagała stworzenia od podstaw całej potrzebnej przedsięwzięciu infrastruktury. W nieprzemysłowym dotychczas regionie należało zbudować nowe drogi, osiedla dla pracowników, uruchomić nowe połączenia kolejowe i autobusowe itp.

Sama budowa była ambitnym zadaniem logistycznym. W szczytowym okresie budowy zatrudnionych było około 10 000 pracowników, których pracę należało skoordynować, zapewnić zakwaterowanie, wyżywienie i rozrywkę.

W projektowaniu elektrowni brało udział ponad 60 biur projektowych, dosyłających dokumentację bardzo często bezpośrednio na plac budowy, a urządzenia dostarczano z ponad 400 fabryk.

Wiele rozwiązań technicznych i technologicznych było prototypowymi w naszych warunkach i wymagało podczas budowy i rozruchu współpracy ze specjalistami zagranicznymi.

Doświadczenia wyniesione z budowy *Elektrowni Turów* zaowocowały podczas rozbudowy polskiej energetyki w następnych latach, a specjaliści uczestniczący w pracach przy budowie i rozruchu byli bardzo wysoko cenieni.



Rys. 2. Widok *Elektrowni Turów* w 1971 roku

## Dane techniczne i wyniki produkcyjne

Jak już wspomniano *Elektrownia Turów* była po uruchomieniu największą polską elektrownią w tamtych czasach, dodatkowo jako jedyna wyposażona w bloki o mocy 200 MW.

Z powodu braku doświadczeń eksploatacyjnych oraz nietrafności niektórych założeń projektowych sprawiały duże trudności ruchowe i remontowe.

*Elektrownia Turów*, zaprojektowana jako podstawowa, z uwagi na tanie paliwo oraz dużą (na ówczesne warunki) sprawność, wyprodukowała od 1962 roku do końca 2001 r. 429 652 762 MWh energii elektrycznej.

T a b e l a 2  
Krótka charakterystyka *Elektrowni Turów*  
po rozpoczęciu eksploatacji

Moc elektryczna	10 x 200 MW
Paliwo	węgiel brunatny o parametrach: – wartość opałowa gwarancyjna – 8700 kJ/kg, – wartość opałowa graniczna – (6700–11720) kJ/kg, – zawartość wilgoci – 43%, – zawartość popiołu – 21%, – zawartość siarki – 0,7%,
Kotły	OP-650b, pyłowe, dwuciągowe, dwuwalczkowe z cyrkulacją naturalną, – ciśnienie pary pierwotnej – 13,5 Mpa, – ciśnienie pary wtórnej – 2,4 Mpa, – temperatura pary pierwotnej – 535°C, – temperatura pary wtórnej – 535°C, – temperatura wody zasilającej – 240°C,
Turbiny	kondensacyjne, trzykadłubowe, jednowalowe – na blokach nr 1–7 – o mocy 200 MW, – na blokach nr 8–10 – o mocy 206 MW,
Generatory	TGW 200 – na blokach nr 1–7, TWW 200 – na blokach nr 8–10, generatory chłodzone wodorem o ciśnieniu 0,3 MPa, dodatkowo, na blokach nr 8–10 uzwojenia stojana chłodzone wodą,
Odżulanie	odżulacz mokry, zgrzeblowy, a następnie transport taśmociągami wraz z popiołem z elektrofiltrów na przenośniki kopalniane składujące nadkład wraz z żużłem i popiołem na haldzie, odżulanie awaryjne – hydrauliczne, żużel odprowadzany do kwater hydroodżulania,
Odpopielanie	za pomocą trzystrefowych elektrofiltrów,
Gospodarka wodna	pobór główny wody ze zbiornika z pompownią na rzece Witka, rezerwowo z uzdatnianiem z Nysy Łużyckiej, woda chłodząca cyrkulująca w obiegu zamkniętym, chłodzona w 8 chłodniach o wydajności łącznej 224 tys. m <sup>3</sup> /h, woda do uzupełnienia obiegów parowo-wodnych ze stacji demineralizacji pracującej na wymiennikach jonowych,
Ścieki	ścieki przemysłowe odprowadzane do oczyszczalni lub do kwater hydroodżulania, ścieki chemiczne odprowadzane przez neutralizator do kwater hydroodżulania

Można nawet powiedzieć, że była ona wykorzystywana nadmiernie. W założeniach technicznych określono jej roczną produkcję na 12 500 000 MWh, jednak jak pokazano na rysunku 3 wielkość tę wielokrotnie przekraczała osiągając nawet 14 100 000 MWh, czyli przekraczając ją o około 13%.

Taki narzucony sposób eksploatacji odbił się na późniejszym stanie elektrowni oraz znakomicie powiększył koszty remontów planowych.

### Eksploatacja elektrowni i jej problemy

Prototypowość rozwiązań i nietrafność niektórych założeń projektowych wynikająca z braku doświadczeń w tym zakresie oraz błędów montażowych ujawniły się już na początku eksploatacji pierwszych dwóch bloków.

Badania eksploatacyjne przeprowadzone w pierwszym roku eksploatacji doprowadziły do powstania programów naprawczych, które natychmiast realizowano, a w przypadku pozytywnego rezultatu zmiany konstrukcyjne przenoszono do projektów kolejnych budowanych bloków.

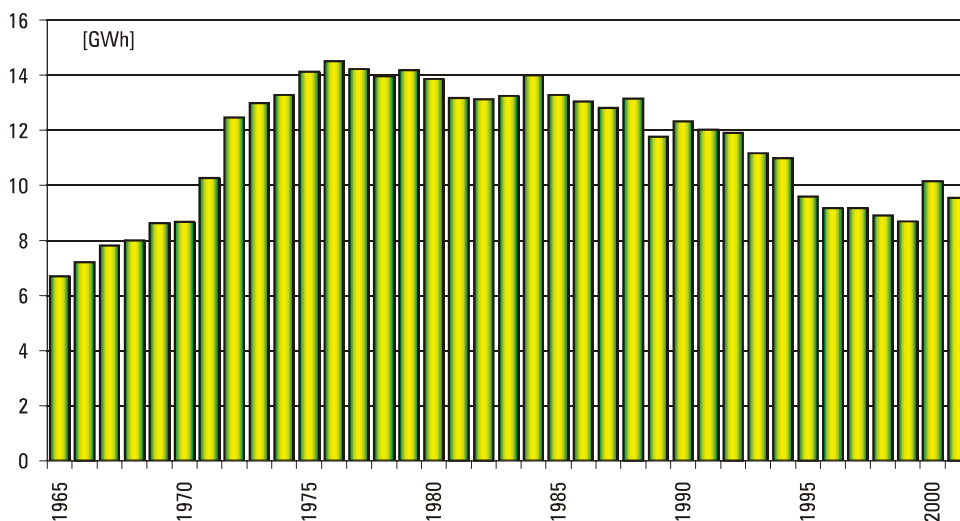
Tym sposobem rozwiązano między innymi problemy:

- zbyt niskiej wydajności młynów węglowych typu wentylatorowego poprzez wydłużenie bijaków,
- uszkodzeń obmurza komory paleniskowej poprzez usunięcie niewłaściwej dylatacji wokół punktu stałego kotła,
- uszkodzeń ekranów oraz zakłóceń cyrkulacji,
- przegrzań węzownic przegrzewacza grodziowego.

Nie wszystkie jednak problemy udało się rozwiązać natychmiast. Często do końcowego rozwiązania dochodzono w kilku kolejnych krokach.

Przykładem niech będzie problem erozyjnych nieszczelności podgrzewacza wody, które w pierwszym

Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w *Elektrowni Turów*





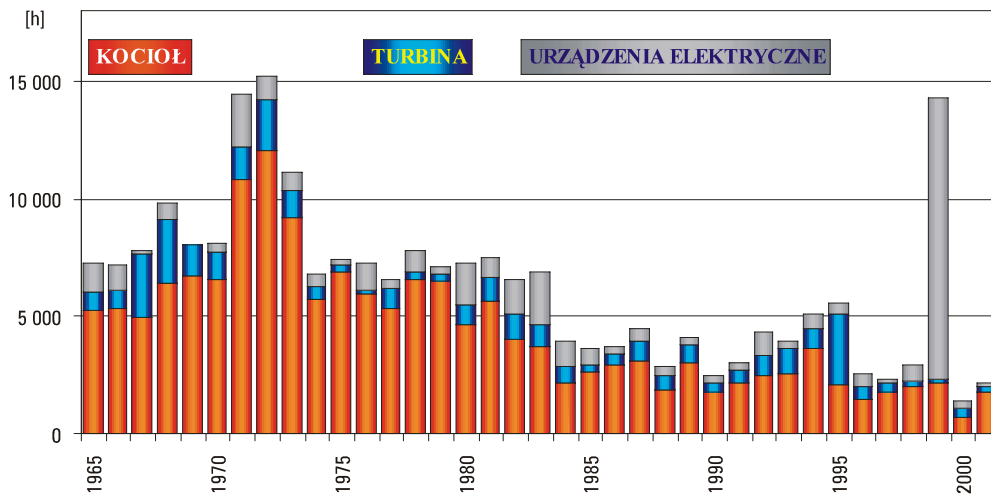
okresie eksploatacji stanowiły główną przyczynę awaryjnych wyłączeń bloków. Żadne z działań takich jak: zakładanie osłon aluminiowych w miejscach najczęściej występujących nieszczelności, przeglądy przeciwerozyjne co 2500–3000 godzin oraz inne próby rozwiązania wady nie dawały spodziewanych rezultatów.

Czasy postojów bloków z tego powodu znacznie wzrosły, a wskaźnik awaryjności przekroczył kilkanaście procent. Problem zilustrowano na rysunkach 4 i 5.

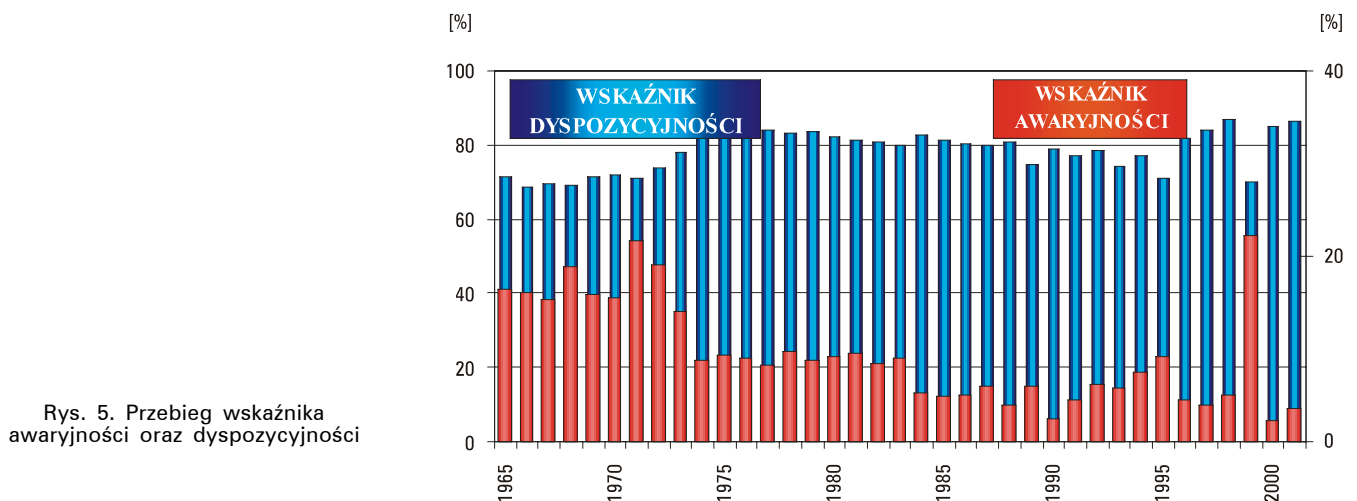
odpowiednie zalecenia remontowe. Obecnie nie występują tego rodzaju wyłączenia.

Po zakończeniu opisanych działań kolejno usuwano niesprawności zauważone podczas eksploatacji kotłów.

W latach 1979–1984 zmodernizowano przegrzewacze: konwekcyjny, międzystopniowy oraz niektóre fragmenty przegrzewacza grodziowego, natomiast po zakończeniu tych operacji wymieniano na zmodernizowane elementy przegrzewacza naściennego.



Rys. 4. Czasy postojów awaryjnych w rozbiu na urządzenia



Rys. 5. Przebieg wskaźnika awaryjności oraz dyspozycyjności

- Po wykonaniu odpowiednich badań okazało się że:
- prędkość spalin w II ciągu kotła jest większa niż zakładał projektant,
  - własności erozyjne popiołu są większe niż przypuszczano z uwagi na dużą ilość krzemionki w węglu.

Problem rozwiązano radykalnie, modernizując w latach 1973–1979 ten fragment na wszystkich kotłach. Podczas modernizacji powiększono przekrój II ciągu kotła oraz zmodernizowano umieszczone tam powierzchnie ogrzewalne. Jednocześnie wprowadzono

Niestety, wszystkich wad kotłów nie udało się usunąć, ponieważ są one wpisane w konstrukcję tego typu kotła, który nie jest dostosowany konstrukcyjnie do spalania takiego węgla.

Zdecydowanie mniej problemów sprawiały w eksploatacji turbiny. Poważniejszymi pracami na nich, które przeprowadzono w celu poprawy warunków eksploatacji, były:

- modernizacja układu regulacji oraz układu rozruchowego tak, aby można było łatwiej prowadzić turbinę na niskich (poniżej 50 MW) obciążeniach oraz

prowadzić kocioł nie dopuszczając do nadmiernych wzrostów temperatury w przegrzewaczu międzystopniowym,

- zabudowanie grzania dławic turbiny parą obcą, co umożliwiło rozruch turbiny po krótkich postojach,
- modernizacja ostatnich stopni turbiny poprzez wstawienie dodatkowego, trzeciego pręta tłumiącego zmniejszającego możliwość rezonansowego uszkodzenia łopatek,
- usunięcie pierwszego za stopniem regulacyjnym wieńca łopatkowego, co umożliwiło prowadzenie bloków z mocą do 215 MW.

Zainstalowane w elektrowni generatory, nowoczesne na czas ich budowy, w miarę jak pojawiały się możliwości techniczne były sukcesywnie modernizowane.

W generatorach TGW-200 zmodernizowano uszczelnienia oraz układ zasilania olejem polepszając ich pracę oraz zabezpieczając przed awarią po wyłączeniu zasilania silników pomp układu olejowego. Zmieniono również już w roku 1970 sposób wymiany gazów zastępując stosowany dotychczas dwutlenek węgla na azot.

W miarę jak na rynku pojawiały się nowe materiały izolacyjne wymieniano sukcesywnie uzwojenia stojanów na epoksydową.

Poważnym problemem, który w miarę eksploatacji narastał były awarie wzbudnic maszynowych stosowanych na generatorach TGW-200 wynikające głównie z uwagi na wadliwie zaprojektowany i wykonany komutator. Rozwiązaniem polepszającym eksploatację było statyczne wzbudzenie tyrystorowe, które po raz pierwszy zastosowano na bloku nr 7 w 1976 roku, a po jego eksploatacyjnym sprawdzeniu zainstalowano na pozostałych generatorach.

Węzeł odpylania spalin oraz odprowadzania popiołu był najgorzej zaprojektowanym wśród układów elektrowni. Ani jego wydajność, ani zastosowana technika nie były w stanie sprostać usuwaniu dużych ilości popiołu, a warunki pracy przy tych urządzeniach były niebezpieczne. Dlatego też od początku eksploatacji układy te modernizowano. Dopiero zastosowanie odpowietniania pneumatycznego rozwiązało problem warunków pracy, pojawiły się jednak inne, specyficzne dla tej metody transportu, problemy z erozją. Uporano się jednak i z nimi stosując odpowiednie materiały oraz poprawiając trasy rurociągów.

W miarę upływu czasu starzały się też elektrofiltre, a ponadto zaostrożono normy emisji pyłu. Zmusiło to elektrownię do wymiany wszystkich elektrofiltrów na sprawniejsze. Operację tę przeprowadzano podczas przedłużonych remontów kapitalnych bloków w latach osiemdziesiątych.

Osobnym wyzwaniem dla nowo budowanej elektrowni była automatyzacja procesów technologicznych. W latach pięćdziesiątych nie istniały tak duże elektrownie blokowe i stąd nie znana była nawet skala trudności problemu. Musiało nastąpić zdecydowane odejście

od tradycyjnie stosowanych rozwiązań. *Elektrownia Turów* i w tej dziedzinie stała się polem doświadczeń dla projektantów oraz wykonawców. Na blokach nr 1-4 realizację automatyki oraz zabezpieczeń technologicznych bloku powierzono angielskiej firmie *Bayley*, bloków nr 5-7 IASE zaś dla bloków 8-10 *ZAP-Ostrów Wlkp.*

Mimo że zastosowano najnowsze dostępne urządzenia, to i tak automatyka okazała się niestety zawodną i najszybciej starzejącą się częścią elektrowni.

Zawodnością cechowała się nie tylko zastosowana elektronika, ale także czujniki, przetworniki i mechaniczne wykonawcze oraz elementy regulacyjne.

Problemy te sukcesywnie rozwiązywano polepszając eksploatację oraz pewność ruchu bloków.

Inne układy oraz urządzenia również były skażone cieniem prototypowości, jednak w miarę zdobywania doświadczeń możliwe do usunięcia wady i niesprawności likwidowano.

Należy podkreślić, że w tej ogromnej pracy uczestniczyło wielu partnerów. Od początku eksploatacji *Elektrownia Turów* współpracuje z wieloma uczelniami i ośrodkami badawczymi w kraju, a ostatnio także za granicą, z korzyścią dla obydwu stron.

## Wiek dojrzały elektrowni i nowe kłopoty

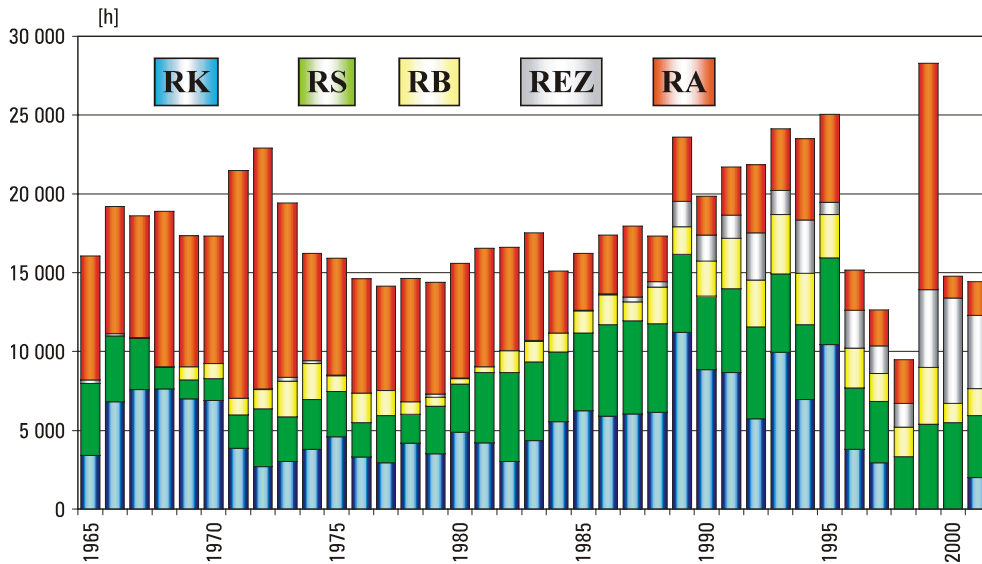
W latach osiemdziesiątych zauważono, że zakresy remontów planowych zwiększają się i czas ich się wydłuża. Pokazano to na rysunku 6. Niestety nie miało to przełożenia na sprawność wytwarzania, która zaczęła maleć.

Ponadto wiek bloków zbliżał się do granicy 150 tys. godzin, co było uznawane za nieprzekraczalny wiek życia ciśnieniowych elementów grubościennych. Elektrownia zaczęła się starzeć.

W związku z tym rozpoczęto szeroko zakrojone badania diagnostyczne mające za zadanie określić stan urządzeń i kres dalszej eksploatacji. Wyniki badań określiły granicę pracy bloków na 200 tys. godzin, wyjątkowo dopuszczając nieprzekraczalną granicę 250 tys. Jednocześnie podjęto działania dążące do modernizacji elektrowni. Zakończenia jej pracy nie brano pod uwagę ze względu na to, że istniejące złożo węgla może dostarczać węgiel jeszcze do 2035 roku przy obecnym poziomie produkcji, a istniejąca infrastruktura czyniła zamiar ten tańszym w realizacji niż budowa nowego zakładu.

Operacja ta była również konieczna z powodów technicznych i ekologicznych. Zmniejszone zapotrzebowanie na energię elektryczną stawiało elektrowni wymóg większej regulacyjności, a ponadto normy emisji stały się tak radykalne, że zainstalowane urządzenia nie mogły zapewnić ich dotrzymania.

Należy w tym miejscu wspomnieć o dwóch zdarzeniach, którymi niechlubnie zapisaliśmy się w annałach polskiej energetyki.



Rys. 6. Czasy postoju w remontach

Pierwszym z nich jest zawalenie się w dniu 7 lutego 1987 roku chłodni kominowej, co zmusiło do szczegółowych badań pozostałych i w ich wyniku do rozległych remontów, po których mamy pewność, że podobna awaria się już nie powtórzy.

Drugim zaś zdarzeniem była awaria bloku nr 5 w dniu 25 grudnia 1998 roku, spowodowana niejednoczesnym otwarciem faz wyłącznika bloku w rozdzielni *Mikułowa*. W jej następstwie uszkodzenia generatora oraz turbiny okazały się tak wielkie, że nie przystępowano do czynności remontowych, a obecnie w tym miejscu buduje się całkowicie nowy blok.

## Modernizacje

Aby sprostać przedstawionym wyżej wymaganiom zarówno ze strony ruchowej jak i ekologicznej postanowiono modernizować *Elektrownię Turów*. Zadanie to podzielono na dwa główne etapy.

Pierwszym z nich było przystosowanie bloków nr 8–10 do pracy w nowych warunkach.

W tym celu, w latach 1994–1996 w ramach przedłużonych remontów kapitalnych bloków dokonano modernizacji turbiny wraz z jej regulacją, zmieniono układ rozruchowy bloków, całkowicie zmodernizowano układy elektryczne, zainstalowano całkowicie nową automatykę i zabezpieczenia bloku na cyfrowe oraz dobudowano suche odsiarczanie spalin.

Drugi etap modernizacji, prowadzony obecnie, polega na demontażu starego bloku i stawianiu na tym miejscu nowoczesnych jednostek z kotłami fluidalnymi o powiększonej do 235 MW (w przypadku bloków nr 1–7) i 262 MW (w przypadku bloków nr 4–6) mocy zainstalowanej. Pracujące już bloki nr 1–3 potwierdzają słuszność przyjętych założeń technicznych.

Dotychczasowe pomiary wskazują na to, że dotrzymane są tak normy technologiczne jak i ekologiczne,

spełniając nawet dyrektywy Unii Europejskiej. Koniec tego etapu przewiduje się na rok 2005. Ponadto, aby umożliwić pracę elektrowni należało zmodernizować lub zbudować inne obiekty, a ponadto zmienić gospodarkę odpadami paleniskowymi.

W tym celu zrealizowano następujące prace:

- modernizacja układu nawęglania,
- modernizacja gospodarki gazami technicznymi,
- modernizacja instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- budowa komina sześcioprzewodowego,
- remont i modernizacja chłodni kominowych w celu uzyskania możliwości regulacji obciążeń,
- wdrożenie nowej technologii transportu i składowania odpadów (rekułtywacja wyrobiska KWB Turów odpadami paleniskowymi), co spowodowało likwidację wtórnego pylenia oraz pozwoliło na rezygnację z zajmowania nowych terenów pod ich składowanie,
- wybudowano oczyszczalnię ścieków,
- całkowicie zmodernizowano zasilanie potrzeb własnych ogólnych Elektrowni,
- zbudowano od podstaw zakład produkcji sorbentów.

Modernizacjami nie został objęty blok nr 7. Zostanie on wyłączony z eksploatacji w przyszłym roku.

Bloki nr 8–10 będą eksploatowane do osiągnięcia około 250 tys. godzin, co nastąpi w latach 2008–2011, natomiast eksploatację bloków nr 1–6 przewidziano do 2035 roku.

Modernizacja finansowana jest w 80% kredytami, a w 30% środkami własnymi. Jej koszt oszacowany został na około 1,6 mld USD, a skala przedsięwzięcia jest największa nie tylko w kraju, ale również w Europie.

Tradycyjnie jednak elektrownia jest znów poligonem doświadczalnym. Na zmodernizowanych blokach zainstalowano nowoczesne, ale nie budowane nigdzie tak wielkie kotły fluidalne na węgiel brunatny.

