

Siemion, Ryszard

Działania Petrochemii Płock S.A. na rzecz zmniejszenia energochłonności produkcji

Notatki Płockie 41/1-166, 29-35

1996

Artykuł został zdigitalizowany i opracowany do udostępnienia w internecie przez Muzeum Historii Polski w ramach prac podejmowanych na rzecz zapewnienia otwartego, powszechnego i trwałego dostępu do polskiego dorobku naukowego i kulturalnego. Artykuł jest umieszczony w kolekcji cyfrowej bazhum.muzhp.pl, gromadzącej zawartość polskich czasopism humanistycznych i społecznych oraz w kolekcji mazowieckich czasopism regionalnych mazowsze.hist.pl.

Tekst jest udostępniony do wykorzystania w ramach dozwolonego użytku.

DZIAŁANIA PETROCHEMII PŁOCK S.A. NA RZECZ ZMNIEJSZENIA ENERGOCHŁONNOŚCI PRODUKCJI

Wstęp

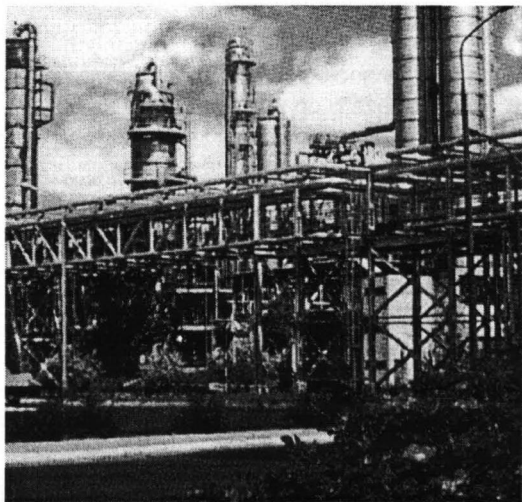
Petrochemia Płock S.A. realizuje szeroki program inwestycyjno- modernizacyjny, którego wdrożenie pozwoli sprostać ostrym kryteriom gospodarki rynkowej i stale rosnącym wymogom ochrony środowiska.

Zmniejszenie energochłonności produkcji i modernizacja obiektów energetycznych to jednocześnie jedne z ważniejszych kierunków działań proekologicznych, prowadzonych przez Przedsiębiorstwo. Petrochemia Płock SA jest samowystarczalna pod względem energetycznym. Źródłem energii jest ropa naftowa, a mówiąc ściślej, produkty pochodzące z jej przerobu.

Do celów energetycznych płocki kombinat zużywa 12,3% ogólnej ilości przerabianej ropy, z tego około 11,5% na potrzeby własne, a resztę (0,8%) na ogrzewanie miasta Płocka.

W 1995 roku zużycie paliw i energii kształtowało się następująco:

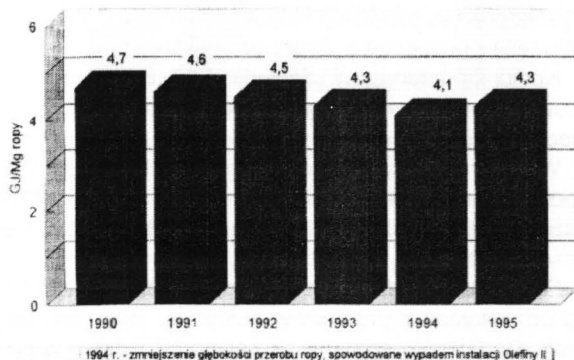
- gudron - 616 000 Mg
- olej opałowy - 199 000 Mg
- gaz opałowy - 350 000 Mg
- olej napędowy - 1 000 Mg
- smoły pofenolowe - 6 000 Mg
- energia elektr. (zakup) - 482 000 MWh
- Wieloletnia budowa i rozbudowa MZRiP doprowadzi-



ła do dużych różnic w stopniu nowoczesności i energochłonności poszczególnych instalacji. Rozwiązania energetyczne stosowane na instalacjach budowanych w pierwszych etapach, w okresie taniej ropy, nie należały do energooszczędnych.

Jednym z kryteriów oceny energochłonności produkcji w zakładach przetwórstwa ropy naftowej jest wskaźnik określający stosunek zużycia energii ogółem do ilości przerobionej ropy.

Wskaźnik zużycia energii na przerób ropy przez instalacje produkcyjne części rafineryjnej i petrochemicznej



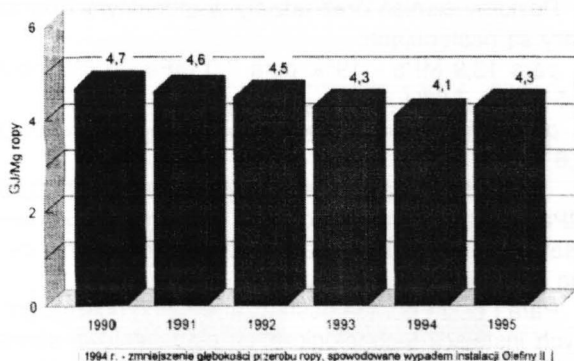
1994 r. - zmniejszenie głębokości przerobu ropy, spowodowane wypadem instalacji Olefryny II

Wskaźnik ten, odniesiony do całego kombinatu, zmniejszył się w latach 1990-1995 z poziomu 5,8 GJ/t do 5,2 GJ/t, pomimo systematycznego pogłębiania przerobu ropy, tzn. produkcja instalacji petrochemicznych zwiększała się.

Uwzględniając tylko bezpośrednie potrzeby energetyczne instalacji technologicznych części rafineryjnej i petrochemicznej, wskaźnik zużycia energii na przerób ropy zmniejszył się z 4,7 GJ/t w 1990 roku do 4,3 GJ/t w 1995 r.

Jak istotny wpływ na ten wskaźnik ma głębokość

Wskaźnik zużycia energii na przerób ropy przez instalacje produkcyjne części rafineryjnej i petrochemicznej



1994 r. - zmniejszenie głębokości przerobu ropy, spowodowane wypadem instalacji Olefryny II

przerobu ropy świadczy porównanie jednostkowej energochłonności produkcji w części rafineryjnej i petrochemicznej Kombinatu.

Instalacje rafineryjne na przerób jednej tony węglowodorów zużywają średnio około 1 GJ energii, natomiast dla uzyskania jednej tony produktów petrochemicznych trzeba zużyć średnio około 12 GJ energii.

W zakładowej elektrociepłowni zainstalowanych jest siedem kotłów wysokoprężnych o ciśnieniu pary wyłotowej 13,9 MPa i jeden kocioł średnioprężny, zasilający zakładową sieć pary 3,2 MPa i 1,7 MPa. Trzy kotły wysokoprężne, produkcji czeskiej, uruchomione w latach 1966 - 1969, posiadają przestarzałą konstrukcję i palniki bez możliwości regulacji stosunku paliwo - powietrze. Są to kotły już zamortyzowane i przeznaczone do rekonstrukcji lub sukcesywnej wymiany. Jeden z nich jest aktualnie w trakcie modernizacji. Pozostałe cztery kotły wysokoprężne, produkcji krajowej (RaFaKo), stanowią aktualnie podstawowe źródło energii cieplnej.

Kocioł średnioprężny (ciśnienie 4,0 MPa) jest kotłem szczytowym, uruchamianym w sytuacjach awaryjnego niedoboru pary.

W elektrociepłowni zabudowanych jest pięć turbozespołów upustowo- przeciwpężnych o mocy 55 MW każdy oraz dwa człony ciepłownicze o łącznej wydajności 1340 GJ/h.

Podstawowym paliwem w elektrociepłowni jest ciężka pozostałość z próżniowej destylacji ropy t.zw. gudron. Dodatkowo spalane są paliwa odpadowe w postaci gazów zrutowych oraz smół pofenolowych i butadienowych.

Wytworzona w Elektrociepłowni para i woda gorąca zaspokajają około 35% zapotrzebowania instalacji produkcyjnych na energię zużywaną w procesach technologicznych - napędy turbosprężarek, turbopomp, aparaty wymiany ciepła, sieć satelitek grzewczych, stripping, irizektory, atomizacja paliwa itp. Pozostałą ilość energii uzyskuje się ze spalania oleju i gazu opałowego w piecach technologicznych oraz z kotłów utylizacyjnych.

Instalacje produkcyjne zasilane są parą o różnych poziomach ciśnienia.

Poziomy ciśnien oraz udziały w globalnym zużyciu pary są następujące:

para 13,9 MPa - 19%; para 7,0 MPa - 1,0%; para 4,5 MPa - 7,0%;

para 3,5 MPa - 5,0%; para 1,7 MPa - 30,0%; para 0,6 MPa - 38,0%.

Ponadto w zakładzie funkcjonuje sieć pary 0,25 MPa, zasilana parą pochodzącą z rozprężania kondensatów oraz produkowaną na bazie wykorzystania ciepła strumieni technologicznych.

Para i woda gorąca dostarczane są do poszczególnych instalacji technologicznych pierścieniową siecią rurociągów, której długość, wraz z magistralnymi rurociągami kondensatu, wynosi ponad 150 km.

Produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowni kształtuje się na poziomie:

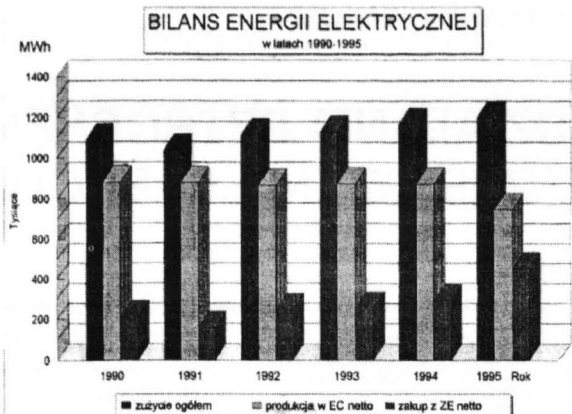
- latem: 70 - 90 MW, - zimą: 160 - 200 MW.

Średni pobór uzupełniający z sieci państwowej wynosi:

- latem: 40 - 80 MW, - zimą: (okresowo) do 20 MW

Zapotrzebowanie na gazy techniczne pokrywają w całości własne wytwórnie:

- **Centralna Stacja Sprężania Powietrza**, o wydaj-



ności 80 000 Nm³/h. Z ilości tej 25 000 - 30 000 Nm³/h sprężonego powietrza jest osuszane i zasila około 100 000 sztuk aparatury kontrolno-pomiarowej, opartej na pneumatyce.

Pozostała ilość powietrza zużywana jest w procesach technologicznych utleniania kumenu, asfaltów, etylenu, regeneracji katalizatorów itp. oraz do celów remontowych.

- **Wytwórnia Azotu i Tlenu**, posiadającą zdolność produkcyjną 20 000 Nm³/h azotu gazowego i 7 500 Nm³/h tlenu gazowego.

Gazy te o wysokiej czystości produkowane są metodą destylacji powietrza.

Azot gazowy wykorzystywany jest jako gaz inertny, decydujący o bezpieczeństwie technologicznym instalacji.

Tlen gazowy zużywany jest głównie do produkcji tlenku etylenu, oraz jako gaz techniczny w Centralnych Warsztatach.

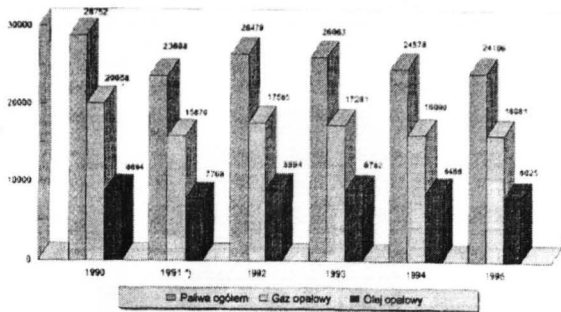
Nadwyżka produkcyjna azotu i tlenu w postaci cieczy jest sprzedawana.

W Petrochemii Płock S.A. zainstalowanych jest około 60 pieców technologicznych różnych typów, opalanych olejem i gazem opałowym. Część pieców w ciągach spalin ma zainstalowane kotły utylizatory. Ogółem w kombinacie zainstalowanych jest 47 takich urządzeń.



Sumaryczna zdolność produkcyjna kotłów utylizacyjnych wynosi około 500 t/h.

Zużycie paliw przez piece technologiczne w latach 1990 - 1995



* w 1991 roku przerób ropy był niższy o ok. 1,1 mln Mg/rok w porównaniu z przerobem z 1990 r.

Program zmniejszania energochłonności produkcji

W wykonanych przez specjalistyczne firmy ekspertyzach energochłonność produkcji w MZRiP określana jest jako wysoka.

Jak wspomniano wcześniej, 11,5% ilości przerabianej ropy zużywane jest do celów energetycznych. Ponad 40% energii dostarczanej do instalacji odprowadzana jest (tracona) w wodzie chłodzącej, a kilkanaście procent stanowią straty w spalinach, w części możliwe do odzysku.

W wyniku przeprowadzonych analiz gospodarki energetycznej określono możliwości zmniejszenia energochłonności produkcji w MZRiP poprzez realizację następujących **działań doradczych**:

- wyposażono 3 kotły energetyczne w palniki i instalacje gazowe,
- podjęto szereg działań związanych z utrzymaniem czystości powierzchni ogrzewalnych kotłów,
- skontrolowano i częściowo wymieniono około 10 tys. odwadniaczy oraz wprowadzono ich systematyczną kontrolę na ruchu,
- zmodernizowano zbiór kondensatu i jego zwrot do Elektrociepłowni w części rafinerijnej kombinatu,
- zwiększono odbiór ciepła z par resztkowych powstających w stacjach zbioru kondensatu,
- zdyscyplinowano prowadzenie produkcji pary w kotłach, ograniczając do przypadków awaryjnych prowadzenie stacji redukcyjnych,
- wdrożono do realizacji, w oparciu o program komputerowy, ekonomiczny rozdział obciążeń kotłów Elektrociepłowni.

Do ważniejszych zamierzeń modernizacyjnych, których realizacja wpłynie na obniżenie energochłonności produkcji i zmniejszenie oddziaływania na środowisko, należy zaliczyć:

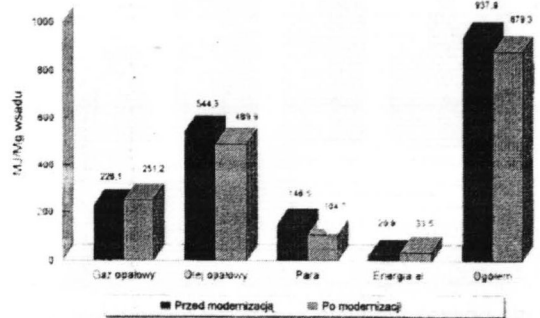
1. Zwiększenie sprawności pieców technologicznych na instalacjach Destylacji Rurowo-Wieżowej i Reformowania benzyn, przy jednoczesnym obniżeniu emisji do atmosfery substancji szkodliwych (głównie SO₂).

Zakres działań obejmuje między innymi:

- wprowadzenie do palników podgrzanego powietrza oraz przystosowanie palników do pracy z automatyczną regulacją stosunku paliwo/powietrze,

- wykorzystanie ciepła spalin odlotowych z pieców do produkcji pary i podgrzewania powietrza kierowanego do palników,

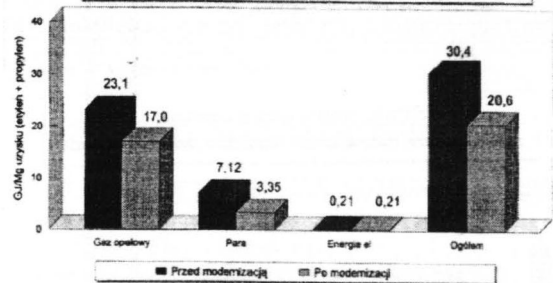
Obniżenie energochłonności produkcji na DRW II w wyniku modernizacji instalacji



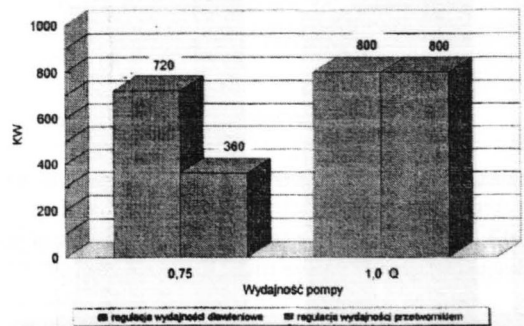
- zwiększenie wykorzystania kondensatów technologicznych i ich energii w układach utylizacji ciepła spalin (w miejsce wody zmiękczzonej),

- wprowadzenie opomiarowania pozwalającego na pełną kontrolę procesów spalania, bilansowanie i ocenę wpływu na środowisko.

Obniżenie energochłonności produkcji na WO II w wyniku modernizacji instalacji



Wpływ zastosowania przetwornika częstotliwości na pobór mocy silnika 800 KW pompy wody CO w EC

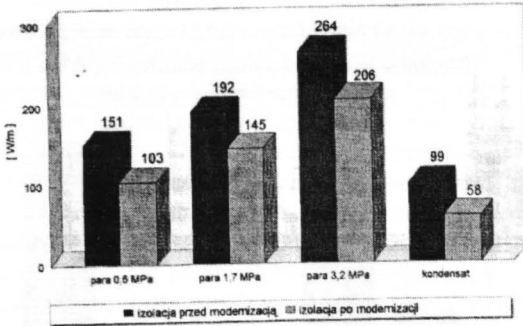


2. Optymalizację wykorzystania ciepła strumieni technologicznych na instalacjach produkcyjnych (DRW, FKK).

3. Modernizację Wytwórni Olefin II

4. Rekonstrukcję i modernizację kotłów w Elektrociepłowni.

Jednostkowe straty ciepła dla rurociągu ϕ 200 mm dla temp. otoczenia $+20^{\circ}\text{C}$, bez wiatru



5. Wprowadzenie tyrystorowej regulacji obrotów silników elektrycznych.

6. Optymalizację parametrów mediów energetycznych dla poszczególnych procesów technologicznych.

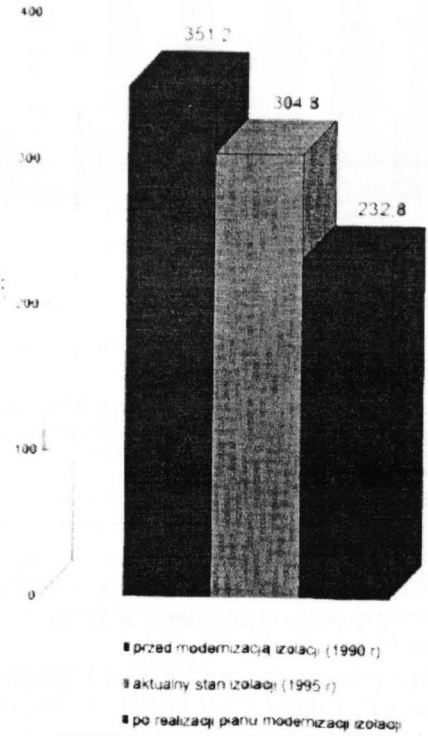
7. Zmniejszenie strat ciepła w wyniku zastosowania nowoczesnych materiałów i technologii izolacji rurociągów i aparatów wymiany ciepła.

Na ogólną powierzchnię izolacji - 398 000 m², dotychczas zmodernizowano 153 000 m², głównie poprzez:

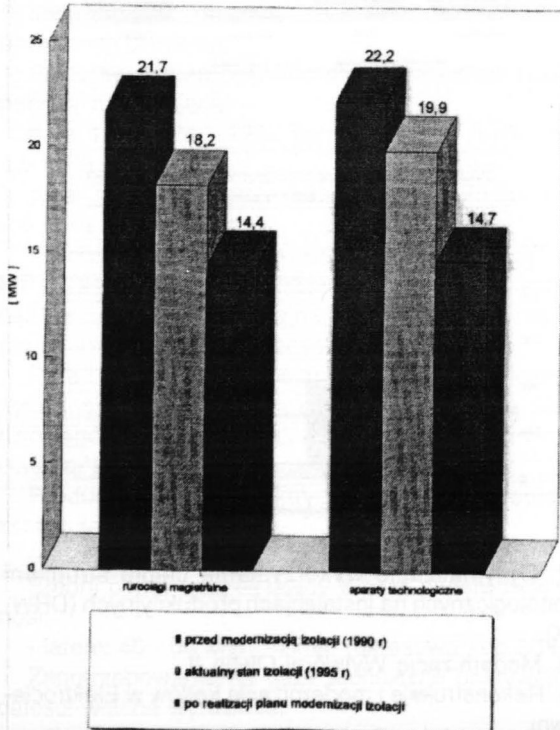
- zastosowanie łupek zamiast mat z wełny mineralnej
- zwiększenie grubości izolacji
- uszczelnienie płaszcza ochronnego terostatem
- stosowanie rur preizolowanych

8. Zmniejszenie zużycia energii cieplnej do celów grzewczych poprzez poprawę izolacji budynków oraz

Roczne straty ciepła przez izolację dla rurociągów magistralnych i aparatów technologicznych



Straty ciepła przez izolację dla rurociągów magistralnych i aparatów technologicznych



zastosowanie automatycznej regulacji ogrzewania.

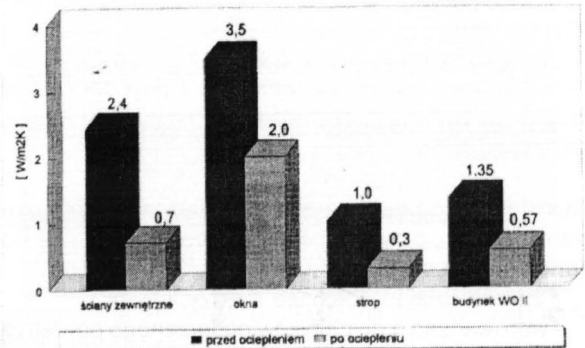
Z 92 budynków administracyjnych i socjalnych o kubaturze jednostkowej powyżej 1 000 m³, ocieplono do 1995 roku 36 budynków, w tym 29 budynków mieszkalnych na terenie Płocka, należących do MZRiP.

Do 1993 roku stosowano tzw. "mokrą" metodę docieplania (suprema lub styropian, siatka i tynk), później metodę "suchą" (wełna mineralna i blacha).

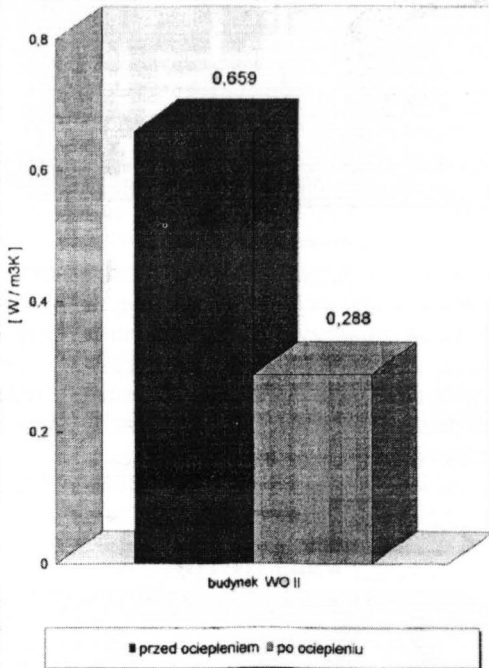
9. Uporządkowanie układów grzewczych rurociągów i zbiorników magazynowych

10. Modernizację Bloków Wodnych z zastosowa-

Współczynniki przenikania ciepła w szczycie grzewczym dla budynków w temp. zewnętrznej -15°C



Zapotrzebowanie mocy cieplnej na jednostkę kubatury w okresie grzewczym

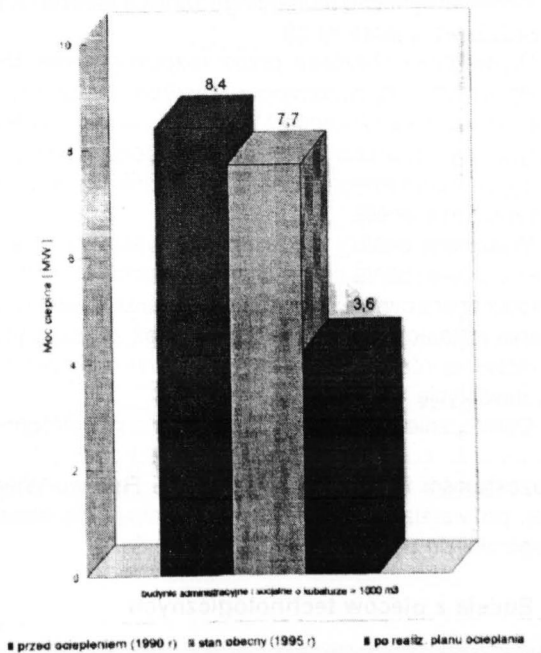


niem nowoczesnych wypełnień i układów wentylacyjnych.

11. Modernizację Stacji Demineralizacji Wody w EC.

12. Optymalizację cen nośników energii w ramach kombinatu.

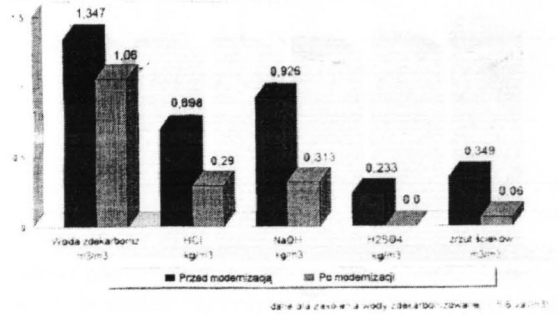
Zapotrzebowanie budynków na moc cieplną w okresie grzewczym (temp. zewnętrzna: -15 °C)



13. Zastąpienie centralnego, amoniakalnego systemu chłodniczego (Centrala Zimna) lokalnymi, sprężarkowymi układami chłodniczymi:

- na instalacjach Fenolu i Mek-Toluenu - układ propylenowy,

Zmniejszenie zużycia wody zdekarbonizowanej i chemikaliów oraz zrzutu ścieków w wyniku modernizacji Stacji Demineralizacji Wody



- na Centr. Stacji Sprężania Powietrza - planuje się zastosowanie freonu R-22.

14. Zastąpienie freonu R-12, w układzie chłodniczym instalacji Polietylenu I, ekologicznym czynnikiem chłodniczym R-22.

15. Wprowadzenie DCS-ów w systemach sterowania procesami energetycznymi i ich optymalizacją.

16. Wprowadzenie komputerowych systemów: bilansowania mediów energetycznych i pomiarowo diagnostycznego, do analizy i sterowania gospodarką energetyczną w przedsiębiorstwie.

Emisja z procesów energetycznych

W Petrochemii Płock S.A. występują dwa główne źródła emisji związane ze spalaniem paliw:

- emisja z Elektrociepłowni,
- emisja z pieców technologicznych.

Ograniczenie poziomu emisji do wielkości nie powodującej przekroczenia zadanych stężeń dyspozycyjnych w całym regionie oddziaływania, wymagało zhierarchizowania i zetapowania wszystkich koniecznych działań.

Działania prowadzono pod kątem efektywności środowiskowej.

Emisja z Elektrociepłowni.

W wyniku realizacji szeregu działań zmierzających do obniżenia energochłonności produkcji instalacji technologicznych zmniejszyła się pobór pary z Elektrociepłowni i w związku z tym systematycznie malało zużycie paliw w EC

Zmniejszenie zużycia paliwa wpłynęło jednocześnie na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, w tym emisji SO₂ i emisji CO₂.

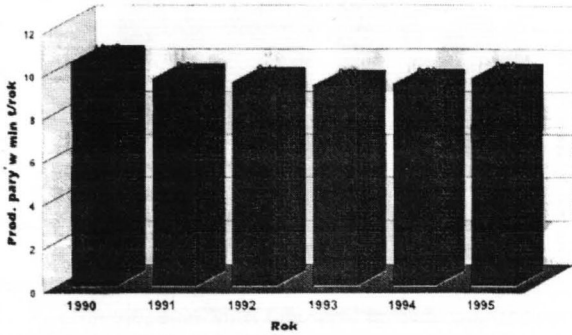
Od maja 1992 roku Petrochemia Płock S.A. kosztem dodatkowych nakładów finansowych, podjęła decyzję zakupu rop niskosiarkowych, co pozwoliło ograniczyć zawartość siarki w gudronie spalany w zakładowej

Elektrociepłowni z 3% do 2,4 - 2,2%

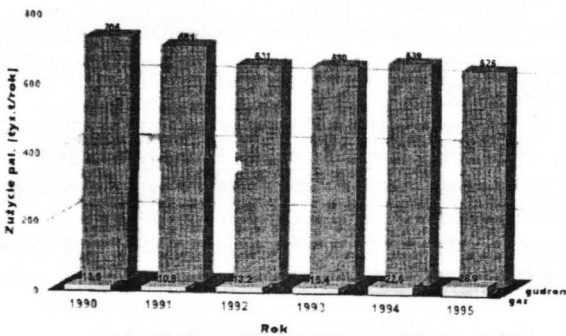
Spowodowało to dalszy spadek emisji SO₂ oraz metali ciężkich, zawartych w pyłach.

Wspólnie z Instytutem Ekologii Terenów Przemysłowych opracowano taki harmonogram pracy kot-

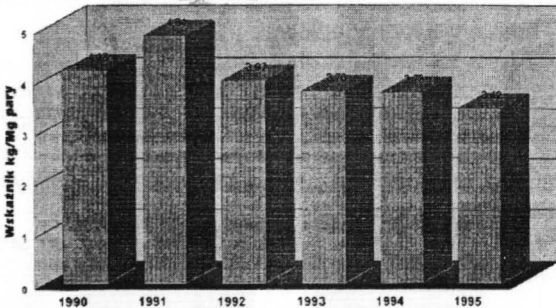
Produkcja pary w Elektrociepłowni w latach 1990 - 1995



Zużycie paliwa w EC w latach 1990-1995

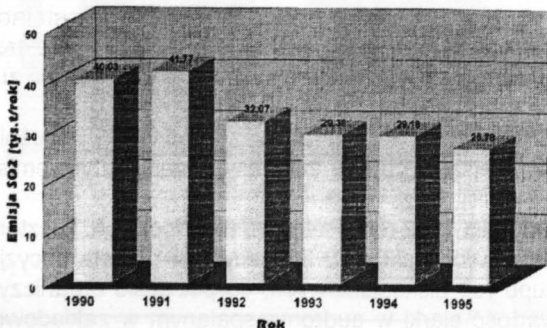


Wskaźnik emisji zanieczyszczeń z EC na tonę wyprodukowanej pary

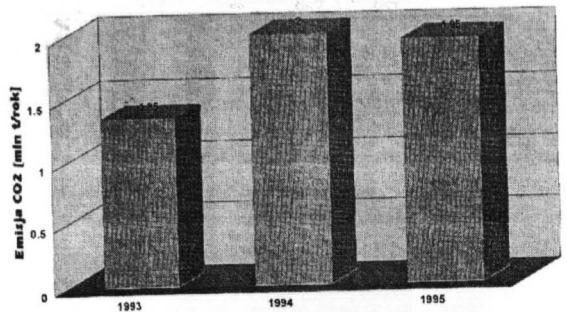


Uwaga: - powyższy wskaźnik nie uwzględnia emisji dwutlenku węgla

Emisja dwutlenku siarki z EC w latach 1990 - 1995



Emisja dwutlenku węgla z EC w latach 1993 - 1995

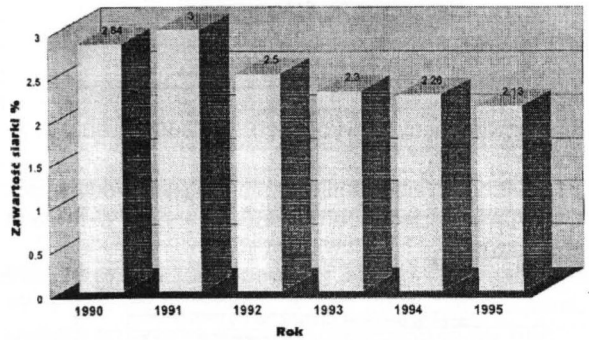


Uwaga! - dane za 1993r obejmują okres od 1 kwietnia do 31 grudnia

łów, aby maksymalizować efekt rozprzestrzeniania się emitowanych substancji - zmniejszenie regionalnego oddziaływania zanieczyszczeń. Pozwala to, przy wyemitowanej takiej samej masie zanieczyszczeń przez różniące się parametrami technicznymi emitory, wybrać proekologiczny w sensie regionalnym reżim pracy Elektrociepłowni.

Połączenia emitorów nr BEM-198 i BEM-199 dodat-

Średnia zawartość siarki w gudronie w latach 1990 - 1995



kowo ułatwią przestrzeganie założonego harmonogramu.

Schemat systemu monitoringu zanieczyszczeń w EC przedstawia wykres nr 19.

Wymagania stawiane przez rozporządzenie Ministerstwa Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 12 lutego 1990 r. w stosunku do energetycznego spalania paliw po 1997 roku wymuszają podjęcie radykalnych działań w kierunku znacznego ograniczenia emisji.

Wykonane analizy wykazały, że inwestowanie w systemy odsiarczania spalin wymaga bardzo dużych nakładów finansowych. Wysokie są również koszty utrzymania instalacji. Konieczne stają się też znaczne przekształcenia infrastruktury rafinerii. Czynniki te czynią taką inwestycję nieopłacalną.

Ostatecznie zdecydowano o budowie w Petrochemii Płock S.A. nowoczesnej instalacji Hydroodsiarczania Pozostałości Próżniowej z Destylacji Rurowo-Wieżowej, pozwalającej na odsiarczenie paliwa dla elektrociepłowni do poziomu 0,6-0,9% wag. S.

Emisja z pieców technologicznych

W piecach technologicznych spalane są oleje opa-

lowe i gaz opałowy (porafineryjny).

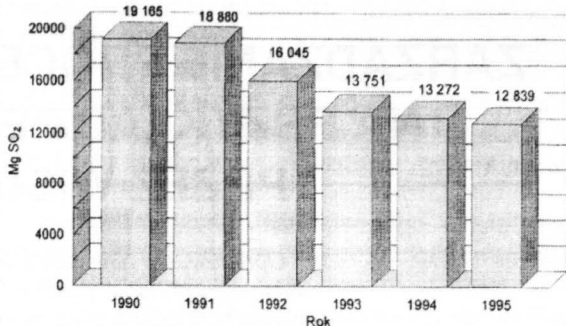
Emisja z pieców technologicznych stanowi ok.30% całkowitej emisji energetycznej.

Jest to jednak emisja uciążliwa dla Płocka i regionu płockiego, głównie z powodu tzw. niskich emitorów.

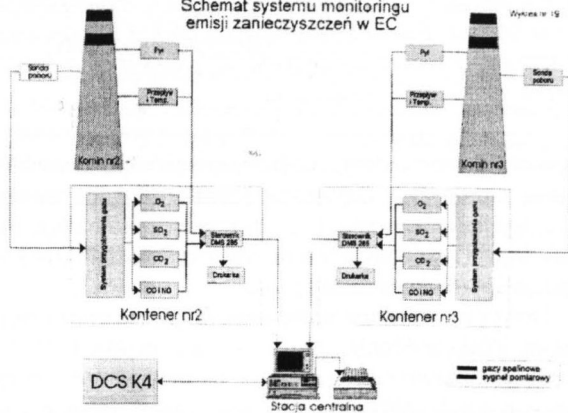
Podjęto następujące działania doraźne, zmierzające do ograniczenia tej emisji:

- zakupiono ropę niskosiarkową, umożliwiającą wyprodukowanie olejów opałowych obniżonej zawartości siarki z 3,2-3% do 2,6-2,5%,
- zmaksymalizowano spalanie gazów porafineryjnych w piecach technologicznych,

Emisja SO₂ z pieców technologicznych w latach 1990 - 1995



Schemat systemu monitoringu emisji zanieczyszczeń w EC



- podjęto działania inwestycyjne zmierzające do podłączenia Petrochemii Płock S.A. do sieci gazu ziemnego.

Radykalnym rozwiązaniem tego problemu będzie jednak odsiarczenie paliwa, realizowane na nowobudowanej instalacji Hydroodsiarczania Wsadu na Kraking Katalityczny. Pomimo dużych kosztów realizacja tego zadania pozwoli na likwidację problemu emisji z tzw. niskich emitorów.

Efektom o znaczeniu regionalnym będzie zmniejszenie emisji SO₂ z Petrochemii Płock o 7 300 t/rok.

Efekt w skali kraju to zmniejszenie emisji SO₂ o 114 000 t/rok, wynikające z obniżenia zawartości siarki w benzynie i w oleju napędowym.